

RAPPORT DE GESTION

Le 28 février 2019

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et aux notes annexes. Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels et annuels et la notice annuelle datée du 28 février 2019 de Suncor (la « notice annuelle de 2018 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedar.com, au www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com. L'information présentée sur notre site Web ou reliée à celui-ci, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie intégrante du rapport de gestion.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales et à ses participations dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun, sauf si le contexte exige une interprétation différente. Pour obtenir une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Mises en garde Abréviations courantes ».

Table des matieres

19	Sommaire des donnees financieres et d'exploitation
21	Aperçu de Suncor
23	Information financiere
28	Resultats sectoriels et analyse
42	Analyse des resultats du quatrieme trimestre de 2018
45	Donnees financieres trimestrielles
48	Mise a jour concernant les depenses en immobilisations
50	Situation financiere et situation de tresorerie
55	Methodes comptables et estimations comptables critiques
59	Facteurs de risque
73	Autres elements
74	Mises en garde

Mode de presentation

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

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

Mesures financieres hors PCGR

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

avec les mesures les plus directement comparables etablies conformement aux PCGR a la rubrique « Mises en garde Mesures financieres hors PCGR » du present rapport de gestion.

Conversions des mesures

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

Abreviations courantes

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

Risques et information prospective

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

Le present rapport de gestion contient des enonces prospectifs fondees sur les attentes, les estimations, les previsions et les hypotheses actuelles de Suncor. Ces enonces sont soumis a certains risques et incertitudes, notamment ceux decrits dans le present rapport de gestion et dans les autres documents d'information de Suncor deposes aupres des Autorites canadiennes en valeurs mobilieres et de la SEC, qui sont pour la plupart independants de la volonte de la Societe. Les utilisateurs de ces documents sont prevenus que les resultats reels pourraient être sensiblement differents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypotheses qui sous-tendent les enonces prospectifs, se reporter a la rubrique « Mises en garde Enonces prospectifs » du present rapport de gestion.

1. SOMMAIRE DES DONNÉES FINANCIÈRES ET D'EXPLOITATION

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Produits bruts	39 592	32 885	26 863
Redevances	(1 050)	(931)	(265)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	38 542	31 954	26 598
Résultat net	3 293	4 458	445
par action ordinaire – de base	2,03	2,68	0,28
par action ordinaire – dilué	2,02	2,68	0,28
Résultat d'exploitation¹⁾	4 312	3 188	(83)
par action ordinaire – de base	2,65	1,92	(0,05)
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	10 172	9 139	5 988
par action ordinaire – de base	6,27	5,50	3,72
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	10 580	8 966	5 680
par action ordinaire – de base	6,54	5,40	3,53
Dividendes versés sur les actions ordinaires	2 333	2 124	1 877
par action ordinaire – de base	1,44	1,28	1,16
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – de base	1 623	1 661	1 610
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – dilué	1 629	1 665	1 612
RCI¹⁾ (%)	8,0	6,7	0,4
RCI¹⁾²⁾ (%) , à l'exclusion des projets majeurs en cours	8,2	8,6	0,5
Dépenses en immobilisations³⁾	5 250	5 822	5 986
De maintien	3 926	2 916	2 275
De croissance	1 324	2 906	3 711
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾	3 862	4 056	1 797
État de la situation financière (au 31 décembre)			
Total de l'actif	89 579	89 494	88 702
Total de la dette ⁴⁾	17 350	15 579	17 430
Dette nette ⁵⁾	15 129	12 907	14 414
Total du passif	45 574	44 111	44 072

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

2) Exclut les coûts des projets majeurs en cours incorporés à l'actif.

3) Compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif.

4) Compte tenu de la dette à court terme, de la tranche courante de la dette à long terme et de la dette à long terme.

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

Sommaire des données d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Volumes de production (kbep/j)			
Sables pétrolifères	628,6	563,7	504,9
Exploration et production	103,4	121,6	117,9
Total	732,0	685,3	622,8
Composition de la production			
Pétrole brut et liquides / gaz naturel (%)	100/0	100/0	99/1
Prix de vente moyen obtenu ¹⁾ (\$/bep)			
Sables pétrolifères	54,91	54,24	39,97
Syncrude	70,19	66,05	56,38
Fort Hills	38,46	—	—
Exploration et production	86,96	66,20	53,34
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	430,8	441,2	428,6
Taux d'utilisation des raffineries ²⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	94	93	92
Ouest de l'Amérique du Nord	93	98	94
	93	96	93

1) Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances. Les prix obtenus en 2017 et en 2016 ont été retraités en raison de l'incidence de l'adoption d'IFRS 15 le 1^{er} janvier 2018 et pour éliminer l'incidence des activités de gestion des risques.

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

Sommaire des résultats sectoriels

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Résultat net			
Sables pétrolifères	853	1 009	(1 149)
Exploration et production	808	732	190
Raffinage et commercialisation	3 153	2 658	1 890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(1 521)	59	(486)
Total	3 293	4 458	445
Résultat d'exploitation ¹⁾			
Sables pétrolifères	793	954	(1 109)
Exploration et production	898	746	10
Raffinage et commercialisation	3 153	2 164	1 890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(532)	(676)	(874)
Total	4 312	3 188	(83)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ¹⁾			
Sables pétrolifères	4 870	4 738	2 669
Exploration et production	1 869	1 725	1 313
Raffinage et commercialisation	3 794	2 841	2 606
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(361)	(165)	(600)
Total des fonds provenant de l'exploitation	10 172	9 139	5 988
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	408	(173)	(308)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	10 580	8 966	5 680

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

2. APERÇU DE SUNCOR

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta, au Canada. Notre objectif stratégique est de développer l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit celui des sables pétrolifères de l'Athabasca, situé au Canada. De plus, nous exerçons des activités de prospection, d'acquisition, de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel 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 de négociation de l'énergie axée principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel et de sous-produits. Notre portefeuille global d'actifs comporte également des activités liées à l'énergie renouvelable.

Se reporter à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les secteurs d'activité de Suncor.

Stratégie de Suncor

Procurer des rendements soutenus et concurrentiels aux actionnaires est une priorité absolue pour la Société. Nous visons à accroître constamment ces rendements en concentrant nos efforts sur nos initiatives en matière d'excellence opérationnelle, sur la gestion rigoureuse des dépenses favorisant la fiabilité et l'optimisation des actifs, sur la croissance rentable à long terme et sur notre engagement en faveur de la gestion responsable des ressources et du développement durable. Dans un secteur en proie à l'instabilité depuis quelques années, Suncor est bien placée pour obtenir de bons résultats grâce à ses atouts concurrentiels : des réserves à longue durée de vie et à faible déplétion parmi les plus importantes dans le secteur des sables pétrolifères; des activités en aval hautement performantes et entièrement intégrées; une production extracôtière qui offre une diversification sur les plans géographique et des flux de trésorerie; une bonne santé financière et une vaste expertise sectorielle. Les principales composantes de la stratégie de Suncor sont les suivantes :

- Exploiter et mettre en valeur nos réserves de manière rentable – Le plan de croissance et de mise en valeur de Suncor met de l'avant des projets et des initiatives qui devraient créer de la valeur à long terme pour la Société par la croissance structurelle des flux de trésorerie. Parmi ces initiatives, mentionnons l'optimisation des taux de production à Fort Hills à la suite de l'accroissement de la production en 2018; l'optimisation des actifs de Syncrude; la réalisation de synergies d'exploitation régionales et de projets de mise en valeur et d'extension dans le secteur extracôtier. Grâce à ses importantes réserves à longue durée de vie et à faible déplétion et à notre expertise sectorielle, la Société peut mettre en œuvre des stratégies d'amélioration des actifs existants, dont des projets de désengorgement et un système de transport autonome qui devraient créer une valeur ajoutée au cours des prochaines années. Par ailleurs, la position régionale avantageuse de la Société dans le secteur Sables pétrolifères lui permet de réaliser les économies d'échelle nécessaires pour poursuivre la mise en valeur de ses ressources *in situ* à peu de frais dans le cadre de sa stratégie de réplication.
- Optimiser la valeur par l'intégration et par un accès aux marchés – Depuis les terrains miniers jusqu'aux stations-service, Suncor optimise sa rentabilité à chacune des étapes de la chaîne de valeur grâce à l'intégration des activités d'exploitation de sables pétrolifères avec son infrastructure médiane et ses actifs de raffinage. Cette intégration l'aide à se prémunir considérablement contre les effets liés aux écarts de prix du brut provenant de l'Ouest canadien. De plus, ses actifs médians lui procurent la souplesse logistique nécessaire pour acheminer sa production vers un large éventail de marchés. La production tirée des actifs du secteur Exploration et production (« E&P ») l'expose également aux prix du pétrole fondé sur le cours de référence mondial du brut Brent.
- Réaliser les coûts unitaires les plus bas de l'industrie dans chaque secteur d'activité – Suncor s'efforce de tirer le maximum de ses actifs en misant sur l'excellence opérationnelle, c'est-à-dire en exerçant ses activités d'une manière sécuritaire, fiable, rentable et responsable sur le plan environnemental. La réduction des coûts et l'attention constante accordée à l'accroissement de la productivité et de la fiabilité nous aideront à tirer le maximum de valeur de nos activités.
- Être un chef de file en matière de développement durable – Suncor est fermement déterminée à réaliser sa vision du développement durable en faisant preuve de leadership et de collaboration au sein de l'industrie au chapitre de trois principes fondamentaux : la performance environnementale, la responsabilité sociale et la création d'une économie forte.

Faits saillants de 2018

Sommaire des résultats financiers

- En 2018, Suncor a généré des fonds provenant de l'exploitation¹⁾ records de 10,172 G\$, en comparaison de 9,139 G\$ en 2017.
- Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 10,580 G\$ en 2018, contre 8,966 G\$ en 2017.

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

- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ s'est établi à 4,312 G\$ en 2018, en comparaison de 3,188 G\$ en 2017.
- La Société a inscrit un bénéfice net de 3,293 G\$ en 2018, contre 4,458 G\$ en 2017.
- Le RCI¹⁾ s'est amélioré pour se chiffrer à 8,0 % en 2018, en comparaison de 6,7 % en 2017.

Accélération réussie de la cadence de production à Fort Hills et à Hebron

- À la suite de la mise en service des actifs d'extraction secondaire au début de 2018, Fort Hills a produit en moyenne 66 100 b/j, nets pour Suncor, au cours de l'exercice et est parvenu à accélérer la cadence de production jusqu'à atteindre la capacité nominale au quatrième trimestre de 2018, le taux d'utilisation des installations pour ce trimestre atteignant 94 %.
- La production à Hebron s'est établie en moyenne à 13 000 b/j pour 2018, nets pour Suncor, quatre puits productifs étant en service à la fin de l'exercice. Une fois la capacité nominale atteinte, Hebron devrait produire 31 600 b/j, nets pour Suncor.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est accrue pour atteindre 628 600 b/j en 2018, contre 563 700 b/j en 2017.

- Une production record a été dégagée à Firebag et à MacKay River en 2018, et le taux d'utilisation des installations *in situ* de la Société a atteint 99 % pour l'exercice. La production totale *in situ* s'est établi à 240 000 b/j, alors que la capacité nominale est de 241 000 b/j.
- Le secteur Sables pétrolifères a produit 418 300 b/j en 2018, en comparaison de 429 400 b/j en 2017, le plus grand volume de travaux de maintenance planifiés d'envergure ayant pesé sur la production en 2018.
- Au début de 2018, Suncor a acquis une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal Energy Limited (« Mocal »). Cette acquisition vient accroître la capacité de production de pétrole brut synthétique d'environ 17 500 b/j.

Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a cumulé plusieurs nouveaux records en 2018 et a atteint un taux d'utilisation moyen des raffineries de 93 %, et ce, malgré l'exécution des travaux de maintenance planifiés les plus importants que la Société n'ait jamais entrepris.

- Le secteur R&C a affiché des résultats financiers annuels records pour 2018, générant un bénéfice net et un bénéfice d'exploitation de 3,153 G\$ et des fonds provenant de l'exploitation de 3,794 G\$, grâce au contexte commercial favorable, notamment un élargissement des écarts de prix du pétrole brut, et au taux d'utilisation élevé des raffineries enregistré en 2018.
- Le maintien d'une forte demande de produits a permis au secteur R&C d'enregistrer des volumes de ventes records au sein des réseaux canadiens de vente en gros.

- Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint 430 800 b/j en 2018, malgré l'exécution de travaux de révision planifiés à toutes les raffineries de la Société, notamment les tout premiers travaux de révision complets à la raffinerie d'Edmonton. L'accumulation stratégique des stocks qui a précédé les travaux de révision du printemps a toutefois permis de maintenir une forte capacité de production.

En 2018, le secteur Exploration et production (E&P) a généré des flux de trésorerie de provenances diverses fondés sur le cours du pétrole brut Brent et a continué à rechercher de nouvelles possibilités de mise en valeur.

- Les fonds provenant de l'exploitation du secteur E&P ont augmenté pour atteindre 1,869 G\$, en comparaison de 1,725 G\$ en 2017, et le bénéfice d'exploitation s'est établi à 898 M\$, comparativement à 746 M\$ pour l'exercice précédent, ce qui s'explique par la hausse des cours de référence du pétrole brut.
- Plusieurs investissements stratégiques ont été réalisés durant l'exercice, notamment l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de mise en valeur future Rosebank mené dans la portion britannique de la mer du Nord et l'acquisition d'une participation directe de 17,5 % dans le projet Fenja au large des côtes de la Norvège.
- En 2018, la Société et ses partenaires ont autorisé le lancement de la phase 2 de Buzzard, les premiers barils de pétrole étant attendus au début de 2021.
- La Société a poursuivi les travaux de mise en valeur liés au projet Oda, en Norvège. Les premiers barils de pétrole issus de ce projet sont attendus au deuxième trimestre de 2019.
- Les travaux de forage de développement portant sur les actifs existants de la côte Est se sont poursuivis tout au long de l'exercice.

Suncor a continué de redistribuer de la valeur aux actionnaires en 2018 par l'augmentation des dividendes et des rachats d'actions supplémentaires.

- Des dividendes totalisant 2,333 G\$ ont été versés en 2018, ce qui représente une hausse de 12,5 % par action par rapport à l'exercice précédent et marque la 16^e année consécutive durant laquelle Suncor augmente son dividende annuel.
- En 2018, la Société a racheté pour 3,053 G\$ de ses actions aux fins d'annulation, alors qu'elle en avait racheté pour 1,413 G\$ à cette fin en 2017.
- Après la clôture de l'exercice, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,42 \$ par action, qui sera versé au premier trimestre de 2019, en hausse de 17 %, et un programme supplémentaire de rachat d'actions d'une valeur maximale de 2,0 G\$.

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

3. INFORMATION FINANCIÈRE

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net de 3,293 G\$ en 2018, en comparaison de 4,458 G\$ en 2017. Le résultat net reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessous. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de 2018 et de 2017 comprennent ceux décrits ci-après.

- En 2018, la Société a comptabilisé une perte de change latente après impôt de 989 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, en comparaison d'un profit de change latent après impôt de 702 M\$ en 2017.
- En 2018, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une perte nette hors trésorerie de 90 M\$ après impôt liée à un échange d'actifs avec Canbriam Energy Inc. (« Canbriam »), société gazière privée, par suite de la baisse des cours de référence du gaz naturel en Colombie-Britannique.
- En 2018, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de sa participation dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn. Le résultat net de 2017 tenait compte d'un profit après impôt de 354 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C par suite de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société, ainsi que d'un profit après impôt de 83 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social par suite de la vente de la participation de la Société dans la centrale éolienne Cedar Point.
- En 2017, la Société a comptabilisé un ajustement de l'impôt différé de 124 M\$ lié à la réforme fiscale aux États-Unis, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des sociétés de 35 % à 21 %. En 2016, le gouvernement du Royaume-Uni avait adopté une baisse du taux d'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, qui avait ramené de 50 % à 40 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni et avait donné lieu à un ajustement de 180 M\$ de l'impôt différé de la Société.
- En 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ lié à un incident survenu à une installation de Syncrude plus tôt cette même année. Ce produit d'assurance a été comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères.
- En 2017, la Société a remboursé des tranches de 1,250 G\$ US, de 600 M\$ US et de 700 M\$ de sa dette à long terme à intérêt élevé qui devaient initialement arriver à échéance en 2018, ce qui a permis de réduire les charges financières et donné lieu à un avantage économique net. Par suite du remboursement anticipé, la Société a inscrit, dans le secteur Siège social, une charge après impôt de 28 M\$, déduction faite des profits sur couverture de change réalisés connexes.
- En 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, une perte après impôt de 20 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés en raison des variations des taux d'intérêt à long terme.

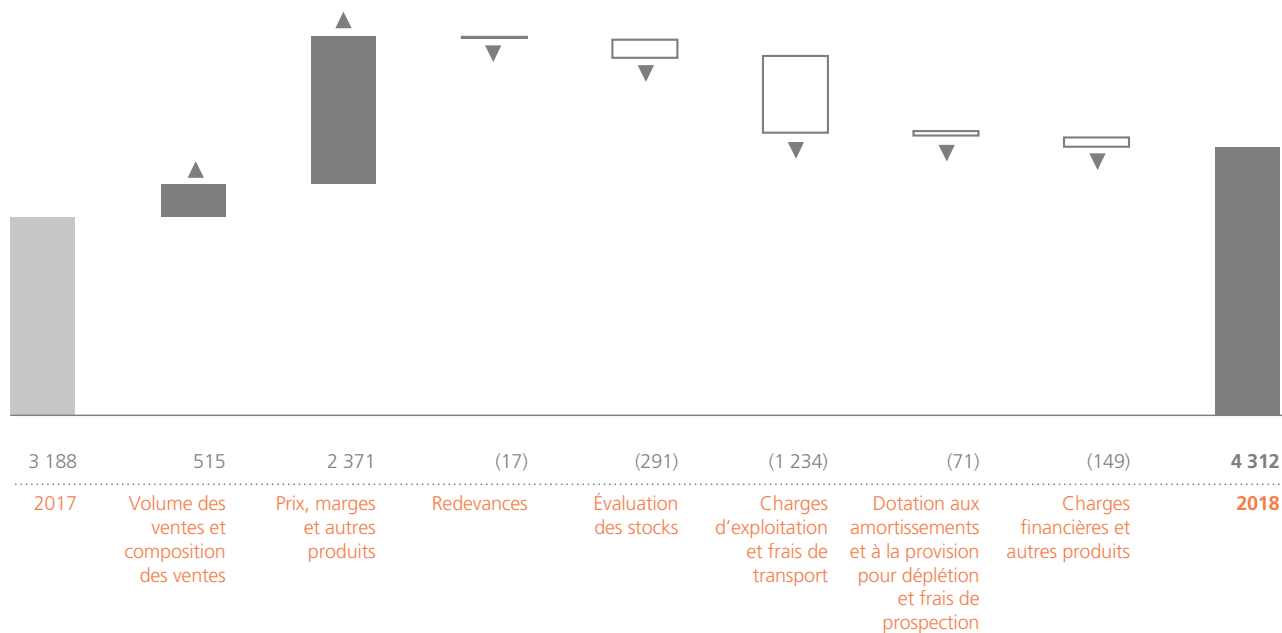
Résultat d'exploitation

Rapprochement du résultat d'exploitation consolidé¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Résultat net présenté	3 293	4 458	445
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	989	(702)	(524)
(Profit) sur cessions importantes et perte sur un placement en titres de capitaux propres	30	(437)	—
Perte (profit) sur les swaps de taux d'intérêt ²⁾	—	20	(6)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	(124)	(180)
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁴⁾	—	28	73
Comptabilisation d'un produit d'assurance dommages matériels	—	(55)	—
Décomptabilisation et pertes de valeur ⁵⁾	—	—	71
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») ⁶⁾	—	—	38
Résultat d'exploitation¹⁾	4 312	3 188	(83)

- Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Perte (profit) sur des swaps de taux d'intérêt différé liés à des titres d'emprunt émis comptabilisé dans le secteur Siège social en raison de variations des taux d'intérêt à long terme.
- Le résultat d'exploitation de l'exercice clos le 31 décembre 2016 reflète l'incidence d'un ajustement de l'impôt différé de la Société résultant d'une baisse du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, lequel avait été ramené de 50 % à 40 %.
- Charges liées au remboursement anticipé de la dette, déduction faite des profits de couverture de change réalisés, comptabilisées dans le secteur Siège social.
- En 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères ainsi qu'un montant de 31 M\$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs.
- Coûts de transaction et charges connexes liées à l'acquisition de COS comptabilisés dans le secteur Siège social.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation consolidé (en millions de dollars)¹⁾



- Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation consolidés se sont chiffrés à 10,172 G\$ en 2018, en comparaison de 9,139 G\$ en 2017, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont élevés à 10,580 G\$ en 2018, en comparaison de 8,966 G\$ en 2017, et ils représentent des rentrées de trésorerie prise en compte dans les soldes du fonds de roulement de la Société en 2018, comparativement à des sorties de trésorerie en 2017 attribuables aux cours de référence moins élevés à la fin de l'exercice.

Comparaison des résultats de 2017 avec ceux de 2016

La Société a inscrit un bénéfice net de 4,458 M\$ en 2017, contre 445 M\$ en 2016. L'augmentation du bénéfice net est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, de même qu'aux ajustements du résultat net qui ont influé sur les exercices 2017 et 2016 et qui sont décrits en détail ci-dessus.

Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation de 3,188 G\$ en 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 83 M\$ en 2016. Cette progression est principalement attribuable à une hausse des cours de référence du brut, aux marges de craquage favorables, à l'accroissement de la production en amont, à la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, à une baisse des frais de prospection et à une hausse du volume des ventes du secteur R&C. Ces facteurs ont été partiellement neutralisés par l'incidence du raffermissement du dollar canadien, par la hausse des charges d'exploitation qui a résulté principalement de l'acquisition de participations supplémentaires dans Syncrude en 2016 et de l'augmentation des coûts de maintenance engagés à Syncrude, par une augmentation des redevances découlant de la hausse de la production et par l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants. Le résultat d'exploitation de l'exercice 2016 s'était fortement ressenti de l'interruption de la production qu'avaient entraînée les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de cet exercice.

Les fonds provenant de l'exploitation consolidés se sont établis à 9,139 G\$ en 2017, en comparaison de 5,988 G\$ en 2016. Les fonds provenant de l'exploitation reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation, compte non tenu de l'incidence des charges hors trésorerie liées principalement à la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui rendent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 8,966 G\$ en 2017, contre 5,680 G\$ en 2016.

Contexte commercial

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

Moyenne pour les exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Pétrole brut WTI à Cushing (\$ US/b)	64,80	50,95	43,35
Pétrole brut Brent daté (\$ US/b)	71,05	54,25	43,75
Écart de prix Brent daté/Maya FOB (\$ US/b)	9,10	7,70	7,50
MSW à Edmonton (\$ CA/b)	69,30	63,20	51,90
WCS à Hardisty (\$ US/b)	38,50	38,95	29,55
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty (\$ US/b)	26,30	11,95	13,85
Condensat à Edmonton (\$ US/b)	61,05	51,55	42,50
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO (\$ CA/kpi ³)	1,50	2,15	2,15
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta (\$ CA/MWh)	50,20	22,15	18,20
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ (\$ US/b)	18,00	17,70	14,05
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ (\$ US/b)	15,90	16,30	12,60
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ (\$ US/b)	22,80	22,15	16,50
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ (\$ US/b)	17,45	17,65	13,40
Taux de change (\$ US/\$ CA)	0,77	0,77	0,75
Taux de change à la fin de la période (\$ US/\$ CA)	0,73	0,80	0,74

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils 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.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien, qui influent sur les écarts de prix du pétrole brut synthétique. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence favorable de l'amélioration du cours de référence du pétrole brut WTI, qui a augmenté pour s'établir à 64,80 \$ US/b en 2018, en comparaison de 50,95 \$ US/b en 2017, partiellement contrebalancée par l'élargissement des écarts de prix du brut synthétique observé durant la dernière partie de l'exercice en raison de l'offre excédentaire et des contraintes de transport qui ont pesé sur le marché du brut de l'Alberta.

Suncor produit également du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, dont le prix est influencé par divers prix de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a augmenté en 2018 par rapport à 2017, passant de 63,20 \$/b à 69,30 \$/b, tandis que le cours du WCS à Hardisty a diminué légèrement pour s'établir à 38,50 \$ US en 2018, comparativement à 38,95 \$ US en 2017, en raison de l'incidence d'un important élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd dans l'Ouest canadien.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant afin de faciliter la livraison par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé) et par les prix du diluant (condensat à Edmonton et pétrole brut synthétique) et les tarifs de transport par pipeline. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume, lesquels ont également subi, au deuxième semestre de 2018, l'incidence d'un important élargissement des écarts de prix du pétrole lourd.

Après la clôture de l'exercice, les écarts de prix du brut pour le pétrole brut synthétique et le pétrole brut lourd se sont améliorés par rapport aux importants escomptes observés au quatrième trimestre de 2018, en raison principalement des réductions de la production obligatoires imposées par le gouvernement de l'Alberta.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger du secteur E&P est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, qui s'est établi en moyenne à 71,05 \$ US/b en 2018, en comparaison de 54,25 \$ US/b en 2017. En raison de la nature des produits en vrac transportés par navire des actifs extracôtiers de la Société, le calendrier des ventes peut faire

en sorte que les prix obtenus diffèrent du prix de référence moyen en vigueur au cours de la période.

Le prix du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 1,50 \$ le kpi³ en 2018, en baisse comparativement à 2,15 \$ le kpi³ en 2017.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence 3-2-1, 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, et par les écarts de prix du brut. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir une marge de raffinage plus élevée en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux ou du pétrole brut plus léger dont le prix est moins élevé que le cours de référence du WTI. Les écarts de prix du pétrole brut en Alberta se sont élargis considérablement au second semestre de 2018, ce qui a entraîné une diminution des coûts des charges d'alimentation de la majorité des raffineries de la Société et une amélioration des marges de raffinage. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que le bénéfice réel est établi d'après la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte d'une hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont déterminées par les coûts d'achat réels du brut, de même que la configuration de la raffinerie, la composition de la production et les prix obtenus pour les produits raffinés dans les marchés propres à chaque raffinerie.

Le surplus d'électricité produit par les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator, et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères. Le prix moyen du réseau commun d'énergie de l'Alberta a augmenté pour s'établir à 50,20 \$/MWh en 2018, comparativement à 22,15 \$/MWh en 2017.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les

prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci. La majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. En 2018 et en 2017, le taux de change moyen s'est établi à 0,77 \$ US pour un dollar canadien.

À l'inverse, certains actifs et passifs de Suncor, notamment 75 % de sa dette, sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une 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.

Sensibilités économiques¹⁾²⁾

Le tableau qui suit illustre l'effet estimatif que les variations de certains facteurs auraient eu sur le résultat net et les fonds provenant de l'exploitation³⁾ de 2018 si les changements indiqués s'étaient produits.

(Variation estimée, en millions de dollars)	Résultat net	Fonds provenant de l'exploitation ³⁾
Pétrole brut +1,00 \$ US/b	220	220
Gaz naturel +0,10 \$ CA/kpi ³	(24)	(24)
WTI rétrécissement de l'écart léger/lourd +1,00 \$ US/b	31	31
Marges de craquage 3-2-1 +1,00 \$ US/b	144	144
Change +0,01 \$ US/\$ CA pour les activités d'exploitation ⁴⁾	(193)	(193)
Incidence du change sur la dette libellée en dollars américains +\$0,01 \$ US/\$ CA	167	—

- 1) Chaque poste du tableau montre l'incidence de la variation de cette variable seulement, toutes les autres variables demeurant constantes.
- 2) Lorsqu'une variable varie, cela suppose que toutes les variables similaires sont touchées, de sorte que les prix moyens réalisés par Suncor augmentent uniformément. Par exemple, le poste « Pétrole brut +1,00 \$ US/b » suppose que l'ensemble des prix obtenus qui sont influencés par le cours du WTI, du Brent, du pétrole brut synthétique, du WCS, du brut au pair à Edmonton et du condensat augmentent de 1,00 \$ US/b.
- 3) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 4) Compte non tenu de l'incidence du change sur la dette libellée en dollars américains.

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

Suncor a classé ses activités dans les secteurs suivants :

SABLES PÉTROLIFÈRES

Les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui comportent des actifs situés dans la région des sables pétrolifères de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, consistent à récupérer du bitume provenant des projets miniers et des activités *in situ*, puis à valoriser le bitume ainsi produit en le transformant en pétrole brut synthétique destiné aux charges d'alimentation des raffineries et en combustible diesel ou à le mélanger avec du diluant en vue de sa vente directe sur le marché. Le secteur Sables pétrolifères comprend les éléments suivants :

- Les activités du secteur **Sables pétrolifères** comprennent les actifs liés aux activités d'exploitation et d'extraction minières, aux activités de valorisation et aux activités *in situ*, ainsi que les actifs de logistique et d'entreposage connexes que Suncor détient et exploite dans la région riche en sables pétrolifères d'Athabasca. Les activités du secteur Sables pétrolifères comprennent les suivantes :
 - Le secteur **Sables pétrolifères – Activités de base** comprend les activités d'exploitation et d'extraction minières menées à la mine Millennium et dans le prolongement nord de la mine Steepbank, deux installations de valorisation intégrées désignées comme les usines de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs, notamment les installations liées aux services publics, les installations liées à l'énergie, les installations liées à la remise en état et les installations de stockage.
 - **Les activités *in situ*** comprennent la production de bitume provenant des sables pétrolifères des projets Firebag et MacKay River ainsi que l'infrastructure connexe, notamment les installations de traitement centralisé, les unités de cogénération, l'infrastructure servant au transport des produits, l'infrastructure servant à l'importation du diluant, les actifs de stockage et les installations de refroidissement et de mélange du bitume. Les activités *in situ* comprennent également des occasions de mise en valeur qui pourraient venir soutenir la production *in situ* au cours des années à venir, notamment Meadow Creek (75 %), Lewis (100 %), OSLO (77,78 %), diverses participations dans Chard (allant de 25 % à 50 %) et une participation de non-exploitant dans Kirby (10 %). La production *in situ* est valorisée dans le cadre des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, ou mélangée à du diluant et commercialisée directement auprès de la clientèle.
 - **Fort Hills** comprend la participation de 54,11 % de la Société dans le projet minier Fort Hills, dont elle est l'exploitant, ainsi que le projet d'agrandissement du Parc

de stockage Est, dans lequel Suncor détient une participation de 51 %.

- **Syncrude** désigne la participation de 58,74 % de Suncor dans le partenariat d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères Syncrude.

EXPLORATION ET PRODUCTION

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

- Les activités d'**E&P Canada** comprennent la participation directe de 37,675 % que Suncor détient dans Terra Nova à titre d'exploitant. Suncor détient également des participations de non-exploitant dans Hibernia (participation de 20 % dans le projet de base et participation de 19,190 % dans l'unité d'extension sud d'Hibernia), dans White Rose (participation de 27,5 % dans le projet de base et participation de 26,125 % dans les projets d'extension) et dans le projet Hebron (participation de 21,034 %). La Société détient également des participations dans plusieurs autres permis d'exploration au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Auparavant, E&P Canada comprenait également la participation directe de Suncor dans des concessions de gaz naturel situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique, qui ont été échangées contre une participation de 37 % dans Canbriam au premier trimestre de 2018.
- Les activités d'**E&P International** comprennent les participations de non-exploitant de Suncor dans Buzzard (29,89 %), dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle (26,69 %), dans le projet de mise en valeur future Rosebank (40 %), dans le projet Oda (30 %) et dans le projet Fenja (17,5 %). Les trois premiers projets sont menés dans la portion britannique de la mer du Nord, tandis que le projet Oda est mené dans la portion norvégienne de la mer du Nord et le projet Fenja, dans la mer de Norvège. En Libye, la Société détient, aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP »), des participations directes dans des projets de prospection et de mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte. Toutefois, la production en Libye est demeurée partiellement interrompue en 2018 en raison de l'agitation politique qui perdure dans ce pays, et on ne peut déterminer avec certitude à quel moment les activités en Libye reprendront leur cours normal. En Syrie, Suncor détient, aux termes d'un contrat de partage de la production (« CPP »), une participation dans le projet de mise en valeur gazière Ebla, où les activités ont été suspendues indéfiniment en 2011, en raison de l'agitation politique dans le pays.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur R&C de Suncor comprend deux grandes catégories d'activités :

- Les activités de **raffinage et d'approvisionnement** consistent à raffiner du pétrole brut et des charges d'alimentation intermédiaires en vue de les transformer en divers produits pétroliers et pétrochimiques. Ces activités englobent les suivantes :
 - Les activités menées dans l'**est de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation d'une raffinerie d'une capacité de 137 000 b/j située à Montréal (Québec) et d'une raffinerie d'une capacité de 85 000 b/j située à Sarnia (Ontario).
 - Les activités menées dans l'**ouest de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation d'une raffinerie d'une capacité de 142 000 b/j située à Edmonton (Alberta) et d'une raffinerie d'une capacité de 98 000 b/j située à Commerce City (Colorado).
 - Les autres actifs liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement, qui comprennent des participations dans des installations pétrochimiques et dans une usine de récupération du soufre situées à Montréal (Québec), dans des pipelines et des terminaux de produits situés au Canada et aux États-Unis, et dans l'usine d'éthanol de St. Clair (Ontario).
- Les **activités de commercialisation** comprennent la vente de produits pétroliers raffinés à des clients des circuits de détail et des circuits commerciaux et industriels, par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société, exploitées sous les bannières Petro-Canada et Sunoco au Canada, et d'autres stations-service de détail non affiliées à une bannière aux États-Unis, ainsi que par l'intermédiaire d'un réseau canadien de relais routiers commerciaux et d'un circuit canadien de vente de produits en vrac.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Le secteur **Siège social, négociation de l'énergie et éliminations** inclut l'investissement de la Société dans des projets d'énergie renouvelable, les résultats liés aux activités de commercialisation et de négociation de l'énergie et à l'approvisionnement en énergie, et les autres activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation en particulier.

- Les activités d'investissement liées à l'**énergie renouvelable** comprennent des participations dans

quatre centrales éoliennes situées en Ontario et dans l'Ouest canadien, à savoir Adelaide, Chin Chute, Magrath et Sunbridge.

- Le segment **Négociation de l'énergie** englobe principalement des activités de commercialisation, d'approvisionnement et de négociation visant le pétrole brut, le gaz naturel, l'électricité et les sous-produits, ainsi que l'utilisation de l'infrastructure médiane et de dérivés financiers visant à optimiser les stratégies liées à la négociation.
- Le secteur **Siège social** comprend les activités liées au suivi de la dette et des coûts d'emprunt de Suncor, les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de Suncor en particulier, ainsi que les activités de la société d'assurance captive chargée de l'auto-assurance d'une partie des actifs de Suncor.
- Les produits et les charges intersectoriels sont retranchés des résultats consolidés et reflétés sous **Éliminations**. Les activités intersectorielles comprennent la vente de produits entre les différents secteurs de la Société, ainsi que l'assurance fournie par la société d'assurance captive de la Société à l'égard d'une portion des activités de celle-ci. Les ventes de produits entre les différents secteurs de la Société visent principalement des charges d'alimentation en brut destinées aux raffineries que le secteur Sables pétrolifères vend au secteur R&C.

SABLES PÉTROLIFÈRES

Faits saillants de 2018

- La production à Fort Hills a débuté au premier trimestre de 2018 et a continué d'augmenter par la suite pour atteindre, plus tôt que prévu, 94 % de la capacité nominale au quatrième trimestre de 2018. La production moyenne pour l'exercice s'est chiffrée à 66 100 b/j, nets pour Suncor.
- Firebag et MacKay River ont dégagé une production record, le taux d'utilisation des installations *in situ* ayant atteint 99 % pour l'exercice, et les charges d'exploitation décaissées annuelles moyennes par baril¹⁾ liées aux activités *in situ* ont été pour la première fois inférieures à 10 \$.
- Suncor a conclu l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal. Cette acquisition vient accroître la capacité de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux d'environ 17 500 b/j et porte la participation directe de la Société à 58,74 %.

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

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le secteur Sables pétrolifères a bâti un important portefeuille d'actifs dans la région des sables pétrolifères de l'Athabasca et tire un avantage régional du fait que les immobilisations de la Société sont situées à faible distance les unes des autres. Ce portefeuille d'actifs de premier ordre, jumelé à une expertise sectorielle de pointe et à des réserves à longue durée de vie et à faible déplétion, permet de renforcer la croissance structurelle des flux de trésorerie grâce à des initiatives d'optimisation des actifs notamment axées sur le désengorgement et sur une meilleure intégration avec Syncrude afin d'accroître la souplesse opérationnelle.

Le taux de fiabilité s'est amélioré à Firebag et à MacKay River en 2018, les deux installations ayant établi de nouveaux records de production annuelle se chiffrant respectivement à 204 000 b/j et à 36 000 b/j. Le taux de fiabilité des installations de valorisation des Sables pétrolifères s'est établi à 80 % pour l'exercice, ce qui rend compte du plus grand volume de travaux de maintenance planifiés de grande envergure qui ont été exécutés, dont les premiers travaux de révision de l'usine de valorisation 1 depuis la transition à un cycle de cinq ans.

Les activités du secteur Sables pétrolifères demeurent axées sur une exploitation sécuritaire, fiable et durable. Les initiatives de la Société en matière d'excellence opérationnelle visent à accroître le taux d'utilisation des installations et la productivité de la main-d'œuvre et devraient mener à l'atteinte d'une croissance stable de la production tout en réduisant les charges d'exploitation. En 2018, Suncor a achevé la mise en œuvre du système de transport autonome (« AHS ») dans le prolongement nord de la mine Steepbank. Le programme prévoit le déploiement de plus de 150 camions de transport autonomes dans l'ensemble des secteurs sur environ six ans.

À présent que le projet Fort Hills a été mis en service en 2018 et que la production s'est accélérée pour atteindre 94 % de sa capacité nominale au quatrième trimestre de

2018, Suncor se concentrera sur des projets d'optimisation des actifs, dont le système de transport autonome et des projets de désengorgement à faible coût. Elle continuera également à assurer la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation en 2019.

Suncor demeure résolue à poursuivre sa croissance rentable, comme en témoigne l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude au premier trimestre de 2018. Dans le but d'améliorer le taux de fiabilité de Syncrude, Suncor et ses partenaires de coentreprises ont conclu en 2018 une entente visant à construire des pipelines d'interconnexion bidirectionnels entre le site Mildred Lake de Syncrude et l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base de Suncor. Le réseau offrira plus de flexibilité opérationnelle en permettant le transport du bitume et du gasoil entre les deux usines, ce qui entraînera une augmentation de la fiabilité et l'optimisation du taux d'utilisation et des bénéfices. Les pipelines devraient être mis en service d'ici la fin de 2020, sous réserve des modalités commerciales finales et de l'obtention de l'approbation des autorités de réglementation.

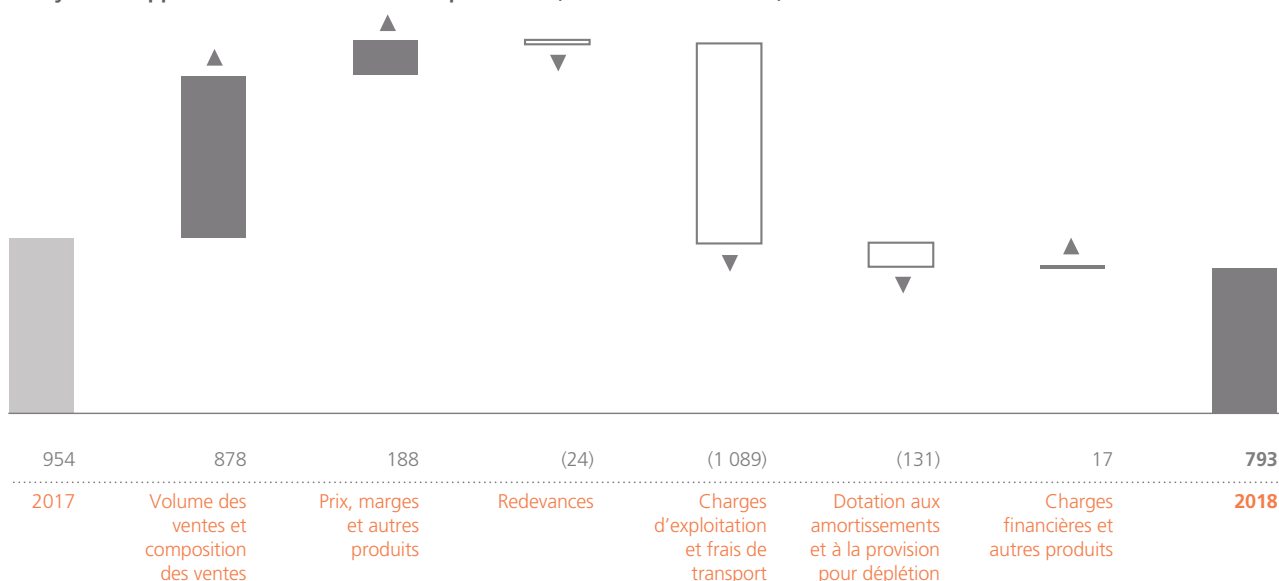
La gestion des coûts et la gestion rigoureuse des dépenses dans le secteur Sables pétrolifères demeureront les grandes priorités pour 2019. La Société s'attend à réduire de façon durable les charges d'exploitation contrôlables par des initiatives prévoyant des stratégies de maintenance coordonnées, la standardisation de l'équipement, l'adoption de technologies numériques et des améliorations au chapitre de la gestion des stocks. Les mesures de gestion des dépenses resteront axées sur la gestion des occasions d'investissement, compte tenu des priorités en matière de synergies tirées de la complémentarité des actifs et des priorités en matière de développement durable (comme le remplacement des chaudières à coke de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères par des chaudières au gaz naturel à moindre intensité de carbone et l'accélération de l'assainissement des résidus), le tout au moyen d'un processus rigoureux de mise en valeur des actifs axé sur la création de valeur.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Produits bruts	15 743	13 274	9 538
Moins les redevances	(398)	(355)	(52)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	15 345	12 919	9 486
Résultat net	853	1 009	(1 149)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Profit sur cession importante	(60)	—	—
Produit d'assurance	—	(55)	—
Décomptabilisation et pertes de valeur	—	—	40
Résultat d'exploitation ¹⁾	793	954	(1 109)
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	4 870	4 738	2 669

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

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation (en millions de dollars)¹⁾



1) Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le bénéfice d'exploitation du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 793 M\$ en 2018, en comparaison de 954 M\$ en 2017. L'accroissement de la cadence de production à Fort Hills au début de 2018 a entraîné l'augmentation des volumes de ventes, des charges d'exploitation et des frais de transport. Le recul du bénéfice d'exploitation est principalement attribuable à la composition des ventes défavorable qu'a entraînée la baisse de la production de pétrole brut synthétique qui a résulté des importants travaux de maintenance planifiés menés aux installations de valorisation, à la diminution des prix obtenus pour le bitume et à la hausse des coûts de maintenance liés aux révisions, partiellement contrebalancées par l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude, par la production record générée par les activités *in situ* et

par l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique.

Le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 853 M\$ en 2018, en comparaison de 1,009 G\$ en 2017, et il reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. En outre, le bénéfice net de 2018 tient compte d'un profit de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn. Le résultat net de 2017 tenait compte d'un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude au début de 2017.

Les fonds provenant de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 4,870 G\$ en 2018, en

comparaison de 4,738 G\$ en 2017. Cette hausse est principalement attribuable à l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude et reflète également l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation, après ajustement pour tenir compte de l'incidence de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion hors trésorerie.

Volumes de production¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2018	2017	2016
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	280,3	317,7	258,9
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	138,0	111,7	115,9
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	418,3	429,4	374,8
Bitume de Fort Hills	66,1	—	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	144,2	134,3	130,1
Total	628,6	563,7	504,9

- 1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients. Le pétrole brut synthétique provenant des usines de valorisation de Suncor représente environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. Le pétrole brut synthétique provenant des usines de valorisation de Syncrude représente environ 85 % de la charge d'alimentation en bitume.

La production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 418 300 b/j en 2018, contre 429 400 b/j en 2017, en raison d'une augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés en 2018, contrebalancée par une hausse de la production de bitume non valorisé, notamment les volumes records produits aux installations *in situ* de la Société. Le taux d'utilisation des installations de valorisation s'est établi à 80 % en 2018, en comparaison de 91 % en 2017.

La production de bitume de Fort Hills s'est établie en moyenne à 66 100 b/j en 2018, et elle reflète l'accroissement de la cadence de production qui s'est traduit par l'atteinte d'un taux d'utilisation des installations de 94 % au quatrième trimestre de 2018.

Volume et composition des ventes

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2018	2017	2016
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères			
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	96,1	107,9	87,3
Diesel	28,8	27,5	21,2
Pétrole brut synthétique sulfureux	162,6	183,6	153,4
Produits valorisés (pétrole brut synthétique)	287,5	319,0	261,9
Bitume non valorisé	134,0	110,6	117,4
Sables pétrolifères	421,5	429,6	379,3
Bitume de Fort Hills	57,3	—	—
Pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude	144,2	134,3	130,1
Total	623,0	563,9	509,4

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 421 500 b/j en 2018, en comparaison de 429 600 b/j en 2017, ce qui rend compte de l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur les volumes de production.

Les ventes de bitume de Fort Hills se sont établies en moyenne à 57 300 b/j en 2018, et elles rendent compte de l'accumulation des stocks qui a découlé de la hausse des volumes de production enregistrée vers la fin de l'exercice et du délai d'acheminement jusqu'au marché.

La quote-part de Suncor dans la production et le volume des ventes de Syncrude s'est établie en moyenne à 144 200 b/j en 2018, en comparaison de 134 300 b/j en 2017.

L'augmentation est attribuable à la participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise en 2018 ainsi qu'à l'excellente fiabilité des installations enregistrée au quatrième trimestre de 2018, partiellement contrebalancées par la baisse de la production occasionnée par une panne d'électricité survenue au deuxième trimestre de 2018. La production de Syncrude en 2017 avait également subi les contrecoups d'un incident survenu à une installation.

Production de bitume provenant des activités d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Sables pétrolifères – Activités de base			
Production de bitume (kb/j)	258,8	305,4	238,0
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	378,0	464,4	351,1
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,66	0,68
Production <i>in situ</i>			
Production de bitume – Firebag (kb/j)	204,0	181,5	180,8
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,7	2,6
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	36,0	31,1	27,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,9	3,1	3,2
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	240,0	212,6	208,4
Total de la production de bitume tirée des activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	498,8	518,0	446,4
Fort Hills			
Production de bitume (kb/j)	66,1	—	—
Mousse de bitume	1,3	—	—
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	106,2	—	—
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,63	—	—
Syncrude			
Production de bitume (kb/j)	172,0	163,6	151,1
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	277,5	252,7	245,8
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,62	0,63	0,61
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	738,2	681,6	597,5

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 498 800 b/j en 2018, en comparaison de 518 000 b/j en 2017. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse de la production de bitume extrait du secteur Sables pétrolifères qui a résulté de la moins grande disponibilité des installations de valorisation, vu les travaux de maintenance planifiés et non planifiés menés en 2018, partiellement contrebalancée par les volumes de production records enregistrés à Firebag et à MacKay River grâce à une amélioration de la fiabilité.

La production de bitume de Syncrude a augmenté pour atteindre 172 000 b/j en 2018, en comparaison de 163 600 b/j en 2017, et elle reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur la production et les ventes et qui sont mentionnés ci-dessus.

Prix obtenus¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Dédouane des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)			
Sables pétrolifères			
Pétrole brut synthétique et diesel	68,97	61,47	49,75
Bitume	24,70	33,47	18,48
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	54,91	54,26	40,07
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(29,24)	(11,91)	(17,73)
Bitume de Fort Hills	38,46	—	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	70,19	66,05	56,38
Syncrude, par rapport au WTI	(13,97)	(0,12)	(1,42)

1) Les prix obtenus en 2017 et en 2018 ont été retraités afin de rendre compte des nouvelles exigences de comptabilisation des produits des activités ordinaires d'IFRS 15, sans que cela ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation, ainsi que pour éliminer l'incidence des activités liées à la gestion des risques. Pour plus d'information concernant les retraitements associés à IFRS 15, se reporter à la note 5 des états financiers consolidés audités de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique et le diesel reflètent l'incidence positive de la hausse des cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par les écarts de prix défavorables du pétrole brut synthétique et du pétrole brut lourd observés au deuxième semestre de 2018 en raison des contraintes de transport qui ont touché le marché de l'Alberta. Le prix moyen obtenu par le secteur Sables pétrolifères s'est établi à 54,91 \$/b en 2018, en comparaison de 54,26 \$/b en 2017.

Le prix moyen obtenu pour le bitume provenant de Fort Hills s'est établi à 38,46 \$/b en 2018, ce qui est supérieur à celui obtenu pour le bitume *in situ*, en raison de la plus grande proportion de ventes dans les régions centrales des États-Unis et sur la côte américaine du golfe du Mexique, où Suncor a été en mesure d'utiliser son réseau logistique afin de bénéficier des prix favorables sur le marché américain, conjuguée à une amélioration de la qualité de la mousse de bitume traitée au solvant paraffinique produite à Fort Hills.

Le prix moyen obtenu par Suncor pour la production de Syncrude a augmenté en 2018 pour s'établir à 70,19 \$/b, en comparaison de 66,05 \$/b en 2017, en raison de la hausse des

cours de référence du WTI, en partie compensée par l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique dont il est question plus haut.

Redevances

Les redevances ont été plus élevées en 2018 qu'en 2017, en raison surtout de la hausse des volumes de production, partiellement contrebalancée par la diminution du prix du bitume.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation de 2018 ont été supérieures à celles de 2017, ce qui s'explique principalement par les coûts d'exploitation et de maintenance plus élevés qui ont été engagés en raison de l'ajout de la production de Fort Hills, par la participation directe supplémentaire dans Syncrude acquise par la Société au début de 2018 et par l'augmentation des charges liées aux travaux de maintenance planifiés et non planifiés menés aux installations de Syncrude et à celles du secteur Sables pétrolifères. Se reporter à la rubrique « Charges d'exploitation décaissées » ci-après pour plus de précisions.

Les frais de transport ont été plus élevés en 2018 qu'en 2017, en raison principalement de l'augmentation du volume des ventes qui a découlé de l'entrée en production de Fort Hills et de la participation supplémentaire dans Syncrude acquise en 2018.

La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation a été plus élevée en 2018 qu'en 2017, en raison de l'ajout de la dotation aux amortissements et à la provision de Fort Hills et de l'augmentation de la quote-part de la dotation aux amortissements et à la provision de Syncrude qui a résulté de la participation directe supplémentaire acquise en 2018.

Charges d'exploitation décaissées

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	7 570	6 257	5 777
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	4 214	4 062	4 028
Coûts non liés à la production ²⁾	(93)	(102)	(136)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(237)	(232)	(197)
Variations des stocks	(14)	1	(63)

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (en millions de dollars)	3 870	3 729	3 632
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	25,25	23,80	26,50
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	832	—	—
Coûts non liés à la production ²⁾	(120)	—	—
Variations des stocks	55	—	—
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (en millions de dollars)	767	—	—
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	31,20	—	—
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	2 523	2 195	1 749
Coûts non liés à la production ²⁾	(33)	(37)	(31)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (en millions de dollars)	2 490	2 158	1 718
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	47,25	44,05	35,95

- Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, la charge de rémunération fondée sur des actions et les frais de recherche. En outre, les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills comprennent notamment les coûts de démarrage de projet, les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.
- Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts rendent notamment compte de l'incidence, sur les produits d'exploitation, de l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies en moyenne à 25,25 \$ en 2018, en comparaison de 23,80 \$ en 2017. Cette hausse est attribuable à l'augmentation des coûts de maintenance

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

liés aux travaux de révision de l'usine de valorisation 1 exécutés au printemps et aux travaux de maintenance d'envergure de l'usine de valorisation 2 à l'automne, ainsi qu'aux travaux de maintenance non planifiés des installations de valorisation, partiellement contrebalancée par la baisse des prix du gaz naturel. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour se chiffrer à 3,870 G\$, en comparaison de 3,729 G\$ en 2017, en raison des facteurs dont il est fait mention ci-dessus ainsi que des charges d'exploitation liées au prélèvement effectué sur les stocks en 2018, comparativement à une accumulation de stocks au cours de l'exercice précédent.

En 2018, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ont été moins élevés qu'en 2017, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions qui a découlé de la baisse du cours de l'action de la Société observée au cours de l'exercice écoulé, comparativement à une hausse du cours de l'action en 2017.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies en moyenne à 31,20 \$ en 2018, ce qui rend compte de l'incidence de l'accroissement de la cadence de production tout au long de l'exercice. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills se sont élevés à 120 M\$, et ils comprennent les coûts de mise en service et de démarrage, ainsi que les coûts liés à la capacité excédentaire.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude ont augmenté pour se chiffrer à 47,25 \$ en 2018, en comparaison de 44,05 \$ en 2017, en raison surtout de la hausse des charges d'exploitation qui a découlé de l'exécution de travaux de maintenance planifiés et non planifiés. La quote-part de Suncor du total des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a augmenté pour s'établir à 2,490 G\$, en comparaison de 2,158 G\$ en 2017, en raison principalement de la participation directe supplémentaire dans le projet acquise au début de 2018 et de la hausse des coûts de maintenance.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance portant sur l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères ainsi que des travaux de révision à Firebag et à Fort Hills au deuxième trimestre de 2019. Des travaux de maintenance portant sur les installations de cokéfaction de Syncrude et sur l'usine de valorisation 2 devraient débiter au troisième trimestre de 2019 et se poursuivre au quatrième trimestre de 2019, tandis que les travaux de maintenance menés à Fort Hills devraient être achevés au quatrième trimestre de 2019. Les prévisions de la Société pour 2019 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Faits saillants de 2018

- À Hebron, où les premiers barils ont été produits plus tôt que prévu au quatrième trimestre de 2017, la production a continué de s'accroître tout au long de 2018 pour s'établir en moyenne à 13 000 b/j, nets pour Suncor.
- Plusieurs investissements stratégiques ont été réalisés durant l'exercice, notamment l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de mise en valeur future Rosebank, qui a porté la participation totale de la Société dans ce projet à 40 %, et l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 17,5 % dans le projet Fenja mené au large des côtes de la Norvège.
- En 2018, la Société et ses partenaires ont autorisé le lancement de la phase 2 de Buzzard, où les premiers barils de pétrole sont attendus au début de 2021.
- La Société a poursuivi les travaux de mise en valeur liés au projet Oda, au large de la Norvège, où les premiers barils de pétrole sont attendus au deuxième trimestre de 2019.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le secteur Exploration et production génère des flux de trésorerie diversifiés sur le plan géographique et met l'accent principalement sur des projets à faible coût qui dégagent des rendements, des flux de trésorerie et une valeur à long terme considérables.

La Société mène des activités de mise en valeur au large de la côte Est du Canada et dans la portion britannique de la mer du Nord au Royaume-Uni, qui visent à agrandir les installations et infrastructures existantes en vue d'accroître la production et de prolonger la vie productive des champs existants. Ces activités devraient se poursuivre en 2019, parallèlement aux travaux de forage de développement menés à Hebron dans le cadre de la phase d'accélération graduelle de la cadence de production, ainsi qu'aux travaux de mise en valeur liés au projet d'extension ouest de White Rose, à la phase 2 de Buzzard, au projet Oda et au projet Fenja. Les premiers barils de pétrole provenant du projet Oda sont attendus au deuxième trimestre de 2019.

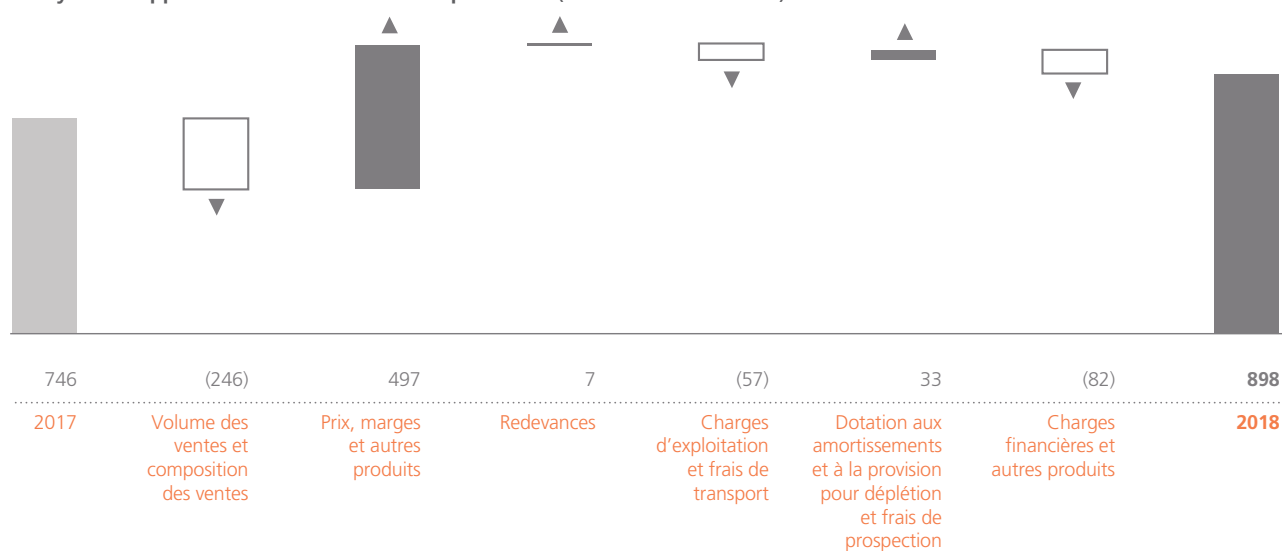
Après la clôture de l'exercice 2018, la Société a reçu un produit de 300 M\$ lié à l'atténuation des risques concernant ses actifs en Libye (environ 260 M\$ après impôt). Le produit pourrait faire l'objet d'un remboursement provisoire qui dépendra de la performance et des flux de trésorerie futurs des actifs de Suncor en Libye.

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

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Produits bruts ¹⁾	3 474	3 177	2 432
Moins les redevances	(257)	(266)	(201)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 217	2 911	2 231
Résultat net	808	732	190
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Perte hors trésorerie sur un placement en titres de capitaux propres ²⁾	90	—	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	14	(180)
Résultat d'exploitation ³⁾	898	746	10
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	1 869	1 725	1 313

- 1) La production, les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés en fonction des droits dans la rubrique « Exploration et production » du présent document et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société.
- 2) En 2018, la Société a comptabilisé une perte nette hors trésorerie de 90 M\$, après impôt, dans le secteur E&P, liée à un échange d'actifs avec Canbriam.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation (en millions de dollars)¹⁾

- 1) Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 898 M\$ en 2018, en comparaison de 746 M\$ en 2017. Cette amélioration est principalement attribuable à l'augmentation des prix obtenus qui a découlé de la hausse des cours de référence du brut Brent ainsi qu'à la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des frais de prospection, partiellement contrebalancées par la baisse des volumes de ventes et par la hausse des charges d'exploitation.

Le bénéfice net du secteur E&P s'est établi à 808 M\$ en 2018, en comparaison de 732 M\$ en 2017, et il reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. En outre, le

résultat net de 2018 tient compte d'une perte hors trésorerie de 90 M\$ liée à un échange d'actifs conclu avec Canbriam, tandis que le résultat net de 2017 tenait compte d'une charge de 14 M\$ liée à une modification du taux d'impôt des sociétés aux États-Unis.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,869 G\$ en 2018, en comparaison de 1,725 G\$ en 2017. Cette augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, après ajustement pour tenir compte de l'incidence de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion hors trésorerie.

Volumes de production

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
E&P Canada			
Terra Nova (kb/j)	11,7	11,5	12,4
Hibernia (kb/j)	22,1	28,5	26,8
White Rose (kb/j)	6,6	11,4	10,9
Hebron (kb/j)	13,0	0,4	—
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	0,5	1,9	2,8
	53,9	53,7	52,9
E&P International			
Buzzard (kbep/j)	34,2	43,8	46,0
Golden Eagle (kbep/j)	12,4	19,6	18,6
Royaume-Uni (kbep/j)	46,6	63,4	64,6
Libye (kb/j) ¹⁾	2,9	4,5	0,4
	49,5	67,9	65,0
Production totale (kbep/j)	103,4	121,6	117,9
Composition de la production (liquides/gaz) (%)	99/1	97/3	96/4
Volume des ventes total (kbep/j)	102,8	120,8	119,3

1) Depuis 2016, les volumes de production provenant de la Libye sont présentés en fonction des droits.

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 53 900 bep/j en 2018, en comparaison de 53 700 bep/j en 2017, la production provenant de Hebron et des travaux de forage de développement menés aux installations existantes ayant contrebalancé les répercussions d'une violente tempête survenue vers la fin de 2018, de la déplétion naturelle et des travaux de maintenance planifiés et non planifiés menés en 2018. La production au champ White Rose a été interrompue de la mi-novembre 2018 à la fin janvier 2019 en raison de l'exécution de travaux de maintenance non planifiés. Le retour à une cadence de production normale devrait se faire graduellement.

Les volumes de production au Royaume-Uni ont diminué, passant de 63 400 bep/j à 46 600 bep/j, en raison de la déplétion naturelle à Golden Eagle et à Buzzard, conjuguée à l'augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés et non planifiés menés à Buzzard au cours de l'exercice 2018.

Prix obtenus

Exercices clos les 31 décembre
Dédution faite des frais de transport,
mais avant les redevances

	2018	2017	2016
Exploration et production			
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	87,82	69,14	57,37
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³)	1,94	1,77	1,71
E&P International (\$/bep)	86,77	65,46	52,07
Prix moyen d'E&P (\$/bep)	86,96	66,20	53,34

Les prix moyens obtenus en 2018 pour la production d'E&P Canada et d'E&P International ont été plus élevés qu'en 2017, en raison de l'augmentation des cours de référence du Brent en 2018.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été plus élevées en 2018 qu'en 2017, en raison principalement de l'ajout des charges d'exploitation liées à Hebron et d'une hausse des coûts de maintenance.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a diminué en 2018 par rapport à l'exercice précédent, en raison du fléchissement de la production au Royaume-Uni, à White Rose et à Hibernia, qui a plus que contrebalancé l'ajout de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion liée à Hebron.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société compte mener à Terra Nova des travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux semaines qui débiteront au deuxième trimestre de 2019. Les répercussions prévues de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2019.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Faits saillants de 2018

- Le secteur Raffinage et commercialisation a affiché des résultats financiers records en 2018, générant un bénéfice net et un bénéfice d'exploitation de 3,153 G\$ et des fonds provenant de l'exploitation de 3,794 G\$, et ce, malgré l'exécution des travaux de maintenance les plus importants que la Société n'ait jamais entrepris.
- Le secteur R&C demeure un volet essentiel du modèle d'affaires intégré de la Société, car il lui a permis d'atténuer considérablement les répercussions de l'élargissement des écarts de prix du brut sur le secteur Sables pétrolifères en 2018 grâce aux marges de raffinage plus élevées obtenues en traitant aux raffineries du pétrole brut lourd composé d'environ 52 % de pétrole brut synthétique et de bitume dilué en 2018.
- Les ventes de produits raffinés se sont chiffrées à 527 400 b/j, des ventes en gros records ayant été enregistrées au Canada en 2018 grâce à la forte demande soutenue pour les produits.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le réseau du secteur Raffinage et commercialisation sert à maximiser les rendements intégrés de Suncor en étendant la portée de la chaîne de valeur depuis la production des sables pétrolifères jusqu'au client final et représente un volet essentiel du modèle d'affaires intégré. La Société s'efforce d'exploiter ses raffineries selon des taux d'utilisation optimaux afin d'assurer la fiabilité des opérations de soutirage et de garantir les prix obtenus pour une partie de la production du secteur Sables pétrolifères.

Suncor a continué de gagner des parts de marché dans le secteur canadien du détail par l'intermédiaire de son réseau d'établissements de la bannière Petro-Canada. En 2018, la Société a mis à profit la force de sa marque Petro-Canada

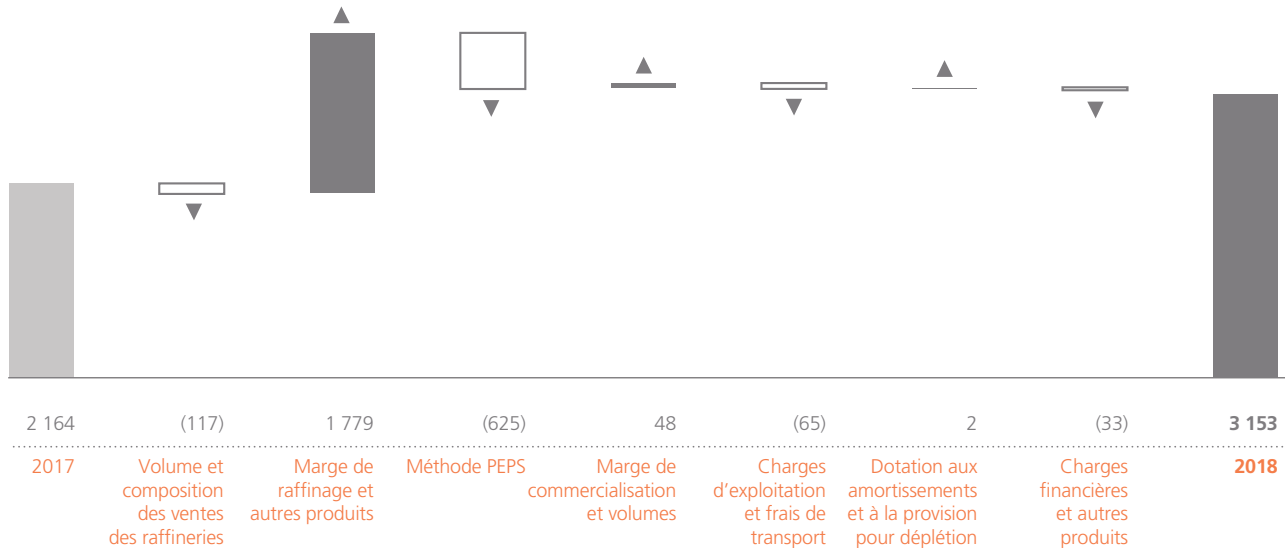
dans le cadre d'une campagne d'envergure nationale visant à accroître les volumes de ventes et les produits non liés au pétrole par l'entremise de son réseau de dépanneurs et de lave-autos, et elle poursuivra ces initiatives en 2019.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Produits d'exploitation	23 724	19 704	17 260
Résultat net	3 153	2 658	1 890
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	(140)	—
Profit sur les cessions importantes	—	(354)	—
Résultat d'exploitation ¹⁾	3 153	2 164	1 890
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	3 794	2 841	2 606

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

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation (en millions de dollars)¹⁾



1) Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice d'exploitation annuel record en 2018, soit 3,153 G\$, en comparaison de 2,164 G\$ en 2017. Cette progression est attribuable à l'amélioration des marges de raffinage qui a découlé de l'élargissement des écarts de prix du brut, à l'amélioration des écarts liés à l'emplacement des produits et à l'amélioration des marges de craquage de référence, partiellement neutralisées par une perte liée à la méthode PEPS et par la diminution du débit de traitement du brut qui a découlé de l'augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés exécutés.

Le bénéfice net s'est établi à 3,153 G\$ en 2018, contre 2,658 G\$ en 2017, et il reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Le résultat net de 2017 tenait compte également d'un profit de 354 M\$ découlant de la vente des

activités liées aux lubrifiants de la Société et d'un produit d'impôt différé de 140 M\$ lié aux modifications du taux d'impôt des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %.

La perte liée à la méthode PEPS est attribuable à la diminution considérable des prix de référence du pétrole brut et des produits raffinés observée vers la fin de 2018, et elle a été partiellement contrebalancée par la réalisation d'un profit intersectoriel lié à la consommation de charges d'alimentation internes en pétrole brut pour les actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société, ce qui a donné lieu à une perte nette découlant de l'évaluation des stocks de 216 M\$ pour l'exercice. De plus, l'incidence favorable de l'élargissement des écarts de prix du brut sur les marges de raffinage a partiellement compensé la diminution des prix

obtenus pour la production de bitume du secteur Sables pétrolifères.

Des fonds provenant de l'exploitation annuels records de 3,794 G\$, ont été dégagés, en comparaison de 2,841 G\$ en 2017, en raison principalement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Pétrole brut traité (kb/j)			
Est de l'Amérique du Nord	208,1	206,4	203,1
Ouest de l'Amérique du Nord	222,7	234,8	225,5
Total	430,8	441,2	428,6
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	94	93	92
Ouest de l'Amérique du Nord	93	98	94
Total	93	96	93
Ventes de produits raffinés (kb/j)			
Essence	245,6	242,9	244,3
Distillat	203,4	199,3	186,1
Autres	78,4	88,3	91,0
Total	527,4	530,5	521,4
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	34,50	24,20	20,45
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	5,35	5,05	5,10

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

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

Le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 93 % en 2018, en comparaison de 96 % en 2017. Cette diminution est principalement attribuable au plus grand volume de travaux de maintenance planifiés exécutés en 2018 par rapport à 2017, notamment les tout premiers travaux de révision complets portant sur la raffinerie d'Edmonton ainsi que les travaux de maintenance planifiés menés aux raffineries de Montréal, de Sarnia et de Commerce City. La Société a été en mesure d'atténuer les répercussions des travaux de maintenance planifiés qui ont été menés au deuxième trimestre de 2018 en vendant des stocks qu'elle avait stratégiquement cumulés à cette fin plus tôt durant l'exercice.

Les ventes totales de produits raffinés de 2018 ont été comparables à celles de 2017, ce qui reflète la forte demande

pour les produits et les volumes de ventes en gros records enregistrés au Canada.

Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les prix et les marges sur les produits ont été plus élevés en 2018 qu'en 2017, et ils rendent compte essentiellement de ce qui suit :

- Le contexte commercial s'est révélé favorable dans l'ensemble grâce à l'élargissement considérable des écarts de prix du brut, à l'amélioration des écarts liés à l'emplacement des produits et à l'augmentation des marges de craquage de référence sur les distillats, partiellement contrebalancés par la diminution des marges de craquage sur l'essence.
- En 2018, l'utilisation par la Société de la méthode PEPS, au lieu de la méthode DEPS¹⁾, pour comptabiliser les stocks a eu une incidence négative sur les marges de raffinage et le résultat net d'environ 468 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence positive de 157 M\$ après impôt en 2017, ce qui représente une incidence négative de 625 M\$ d'un exercice à l'autre.

Les marges brutes de commercialisation ont été plus élevées en 2018 qu'en 2017, en raison principalement de l'augmentation des ventes en gros et de l'amélioration des marges unitaires sur les ventes en gros.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont augmenté en 2018 par rapport à 2017, en raison surtout de la hausse des coûts de maintenance des raffineries, partiellement contrebalancée par la diminution des prix du gaz naturel.

Travaux de maintenance planifiés

Un programme de maintenance moins intensif est prévu pour 2019 après la réalisation d'importants travaux de révisions en 2018. Les travaux de maintenance planifiés en 2019 portent essentiellement sur certaines unités dans chacune des raffineries et comprennent des travaux de révision d'une durée de deux semaines à la raffinerie de Commerce City au premier trimestre, ainsi que des travaux de révision d'une durée de huit semaines à la raffinerie de Sarnia et des travaux de révision d'une durée de six semaines à la raffinerie de Montréal qui devraient dans les deux cas débiter au deuxième trimestre de 2019. Elle prévoit également exécuter des travaux de révision d'une durée de six semaines à la raffinerie d'Edmonton qui débiteront au troisième trimestre et se poursuivront au quatrième trimestre de 2019. L'incidence estimative de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2019.

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

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Faits saillants de 2018

- La Société a redistribué de la valeur aux actionnaires en leur versant des dividendes totalisant 2,333 G\$ en 2018, augmentant ainsi de 12,5 % le dividende par action par rapport à l'exercice précédent. Il s'agit de la 16^e année consécutive durant laquelle Suncor augmente son dividende annuel.
- La Société a racheté, aux fins d'annulation, pour 3,053 G\$ de ses actions en 2018, tandis qu'elle en avait racheté pour 1,413 G\$ en 2017.
- La Société a racheté par anticipation une tranche de 83 M\$ US de sa dette long terme qui devait initialement arriver à échéance en 2019.
- Après la clôture de l'exercice, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,42 \$ par action, qui sera versé au premier trimestre de 2019, ce qui représente une hausse de 17 %, et un programme supplémentaire de rachat d'actions d'une valeur maximale de 2,0 G\$.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

En plus de dégager des produits de la négociation d'énergie en fonction de stratégies établies, le secteur Négociation de

l'énergie soutient les activités de la Société en assurant un accès aux marchés, en maximisant les prix obtenus, en assurant la gestion des stocks et en atténuant les répercussions de certains facteurs extérieurs du marché, tels que les perturbations du service de pipelines, une capacité de sortie insuffisante ou des arrêts de production touchant les installations des raffineurs. Le secteur Négociation de l'énergie continue à examiner d'autres ententes de transport et de stockage afin de maximiser les prix obtenus pour le pétrole brut. Il s'emploie également à élaborer un programme de négociation de titres adossés à des actifs afin de tirer profit des perturbations du marché et des possibilités d'arbitrage touchant les actifs productifs de Suncor.

Procurer des rendements aux actionnaires demeure une priorité absolue pour Suncor, comme en font foi les hausses de dividende passées et l'engagement de la Société envers son programme de rachat d'actions. Depuis le rétablissement de ce programme en 2017, la Société a procédé à des rachats d'actions d'une valeur de 4,818 G\$ en date du 25 février 2019 et le conseil d'administration a approuvé des rachats d'actions supplémentaires pouvant atteindre 2,0 G\$, ce qui renforce la confiance de la Société en sa capacité soutenue à générer des flux de trésorerie et son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Résultat net	(1 521)	59	(486)
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	989	(702)	(524)
Perte (profit) sur les swaps de taux d'intérêt	—	20	(6)
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme	—	28	73
Profit sur cession importante	—	(83)	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	2	—
Décomptabilisation et pertes de valeur	—	—	31
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS	—	—	38
Résultat d'exploitation ¹⁾	(532)	(676)	(874)
Énergie renouvelable	—	(4)	38
Négociation de l'énergie	92	(62)	4
Siège social	(876)	(528)	(864)
Éliminations – profit intersectoriel réalisé (éliminé)	252	(82)	(52)
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	(361)	(165)	(600)

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

Énergie renouvelable

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	183	255	478

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

Le secteur de l'énergie renouvelable a inscrit un bénéfice d'exploitation nul en 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 4 M\$ en 2017. Cette amélioration est principalement attribuable à la hausse des prix de l'électricité.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 92 M\$ en 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 62 M\$ en 2017. Cette progression est principalement attribuable à l'amélioration des écarts liés à l'emplacement du brut pour l'exercice écoulé.

Siège social

Le siège social a affiché une perte d'exploitation de 876 M\$ pour 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 528 M\$ pour 2017. Ce recul est principalement attribuable à la diminution du montant d'intérêts incorporés à l'actif, partiellement contrebalancée par la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions, par la hausse du profit de change lié aux activités d'exploitation par rapport à 2017 et par la baisse des charges d'intérêts qui a découlé de la

diminution de l'encours de la dette. En 2018, la Société a incorporé une tranche de 156 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 729 M\$ en 2017. Cette baisse est attribuable à la mise en service de Fort Hills au début de 2018 et à l'achèvement du projet Hebron vers la fin de 2017.

Éliminations – Profit intersectoriel réalisé (éliminé)

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et côte Est du Canada et le secteur Raffinage et commercialisation. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque la Société vend à des tiers des matières produites à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut. En 2018, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 252 M\$, tandis qu'elle avait éliminé un profit de 82 M\$ en 2017. Ce profit intersectoriel, conjugué à la perte liée à la méthode PEPS comptabilisée par le secteur R&C, s'est traduit par une perte nette découlant de l'évaluation des stocks de 216 M\$ après impôt en 2018. La variation d'un exercice à l'autre est principalement attribuable à la diminution des marges sur le brut du secteur Sables pétrolifères observée vers la fin de 2018, en raison du fait que les charges d'alimentation à forte marge des raffineries en pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères ont été vendues et remplacées par des charges d'alimentation en pétrole brut à plus faible marge, ce qui a donné lieu à une libération nette de profit à l'échelle de la Société.

5. ANALYSE DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2018

Faits saillants financiers et d'exploitation

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

	2018	2017
Résultat net		
Sables pétrolifères	(393)	670
Exploration et production	(115)	217
Raffinage et commercialisation	723	886
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(495)	(391)
Total	(280)	1 382
Résultat d'exploitation¹⁾		
Sables pétrolifères	(393)	615
Exploration et production	108	231
Raffinage et commercialisation	723	746
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	142	(282)
Total	580	1 310
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾		
Sables pétrolifères	601	1 780
Exploration et production	367	431
Raffinage et commercialisation	826	935
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	213	(130)
Total des fonds provenant de l'exploitation	2 007	3 016
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	1 033	(261)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 040	2 755
Volumes de production (kbep/j)		
Sables pétrolifères	740,8	621,2
Exploration et production	90,2	115,2
Total	831,0	736,4

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

Résultat net

Suncor a inscrit une perte nette consolidée de 280 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018, en comparaison d'un bénéfice net de 1,382 G\$ pour le quatrième trimestre de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits plus loin. Les autres facteurs

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

- La réévaluation de la dette libellée en dollars américains a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 637 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018, en comparaison d'une perte de 91 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017.
- Au quatrième trimestre de 2018, le secteur E&P a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 223 M\$ liée au placement en titre de capitaux propres de la Société dans Canbriam.
- Au quatrième trimestre de 2017, Suncor a comptabilisé un produit d'impôt différé net de 124 M\$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %, ce qui tient compte d'un produit de 140 M\$ comptabilisé par le secteur R&C, contrebalancé par une charge de 14 M\$ inscrite par le secteur E&P et par une charge de 2 M\$ inscrite par le secteur Siège social.
- Au quatrième trimestre de 2017, Suncor a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017. Ce produit d'assurance a été comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères.
- Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, une perte après impôt de 18 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette.
- Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, un profit après impôt de 2 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés liés à des titres d'emprunt émis, en raison de variations des taux d'intérêt à long terme.

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

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 2,007 G\$ au quatrième trimestre de 2018, comparativement à 3,016 G\$ au quatrième trimestre de 2017, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits à la rubrique « Analyse sectorielle » ci-après, exception faite du produit de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie, et des profits latents liés aux activités d'optimisation du brut.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 3,040 G\$ au quatrième trimestre de 2018, contre 2,755 G\$ au quatrième trimestre de 2017, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-après,

exception faite du produit de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie, et des profits latents liés aux activités d'optimisation du brut.

Analyse sectorielle

Sables pétrolifères

Pour le quatrième trimestre de 2018, le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 393 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 615 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul s'explique par la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut dans toute la gamme de produits, par la hausse des charges d'exploitation attribuable à l'ajout de la production de Fort Hills et par la diminution des ventes de la production de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétrolifères qui a résulté des travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés à l'usine de valorisation 2. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation globale des volumes de ventes.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 432 700 b/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 446 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par les travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation 2 exécutés au quatrième trimestre de 2018 et par les travaux de maintenance non planifiés portant sur l'usine de valorisation 2 qui ont été entrepris vers la fin du quatrième trimestre de 2018 et achevés avant la fin du trimestre. L'incidence de ces facteurs a été partiellement contrebalancée par la hausse de la production de bitume non valorisé. Le taux d'utilisation des installations de valorisation s'est établi à 79 % au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 93 % au quatrième trimestre de l'exercice précédent.

À Fort Hills, la production a excédé les taux cibles initiaux, le taux d'utilisation atteignant 94 % et la production, 98 500 b/j de bitume nets pour Suncor, au quatrième trimestre de 2018.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 460 500 b/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 461 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse globale de la production ayant été compensée par des prélèvements sur les stocks de bitume non valorisé et de pétrole brut synthétique.

Au quatrième trimestre de 2018, les ventes de bitume provenant de Fort Hills se sont établies en moyenne à 94 600 b/j, nets pour Suncor, et elles reflètent une légère accumulation des stocks, les ventes supplémentaires ayant été acheminées aux clients jusque sur la côte américaine du golfe du Mexique.

La quote-part de Suncor dans la production et les ventes de Syncrude s'est établie à 209 600 b/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 174 400 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation est

principalement attribuable à une amélioration de la fiabilité des installations de Syncrude, dont le taux d'utilisation a atteint 101 % pour la période, ainsi qu'à l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude au premier trimestre de 2018.

Exploration et production

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 108 M\$ au quatrième trimestre de 2018, en baisse comparativement à celui de 231 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution globale de la production et de l'augmentation des charges d'exploitation qui a découlé principalement de l'accroissement de la cadence de production à Hebron, en partie contrebalancées par la diminution des redevances.

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 47 900 bep/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 55 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Outre la déplétion naturelle des actifs, ce recul est attribuable à un arrêt de production temporaire survenu aux installations de la Société sur la côte Est du Canada par suite d'une violente tempête survenue durant le trimestre, recul qui a été partiellement contrebalancé par l'ajout de la production provenant de Hebron, qui s'est établie en moyenne à 15 700 b/j, nets pour la Société, pour le trimestre. La production du champ White Rose a été interrompue entre la mi-novembre 2018 et la fin janvier 2019, en raison de problèmes d'ordre opérationnel. La production a repris en partie à la fin de janvier 2019.

La production du secteur E&P International a diminué pour s'établir à 42 300 bep/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 59 700 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la déplétion naturelle au Royaume-Uni et d'une interruption imprévue à Buzzard, qui avait été résolue à la fin du quatrième trimestre.

Les volumes de ventes du secteur E&P ont diminué pour s'établir à 83 100 bep/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 104 800 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse de la production et d'une accumulation plus importante des stocks sur la côte Est du Canada liée au calendrier des ventes acheminées par navire.

Raffinage et commercialisation

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice d'exploitation de 723 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 746 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est attribuable à la perte liée à la méthode PEPS par suite de l'importante baisse des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés qui a été enregistrée au cours du trimestre, partiellement contrebalancée par l'amélioration des marges de raffinage

qui a résulté principalement de l'élargissement des écarts de prix du brut et par le débit record de traitement du brut.

À l'échelle de la Société, la perte liée à la méthode PEPS a été partiellement contrebalancée par la réalisation d'un profit intersectoriel lié à la consommation de charges d'alimentation internes en pétrole brut pour les actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société. L'incidence favorable de l'élargissement des écarts de prix du brut a partiellement compensé la diminution des prix obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 467 900 b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui représente un nouveau record trimestriel, tandis qu'il s'était établi à 432 400 b/j au quatrième trimestre de 2017, au cours duquel la raffinerie de Montréal avait subi les contrecoups d'une panne d'électricité survenue aux installations d'un tiers. Toutes les raffineries de la Société ont enregistré un taux de fiabilité élevé au quatrième trimestre de 2018, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation de 101 %, en comparaison de 94 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les ventes totales de produits raffinés se sont chiffrées à 530 600 b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui avoisine celles de 526 800 b/j enregistrées pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'amélioration du débit de traitement du brut par les raffineries et de la forte demande de produits.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un bénéfice d'exploitation de 142 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 282 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017. Cette progression est principalement attribuable à la réalisation d'un profit intersectoriel plus élevé, à la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour le trimestre, aux résultats favorables dégagés par les activités de négociation de l'énergie grâce à l'amélioration des écarts liés à l'emplacement du brut, aux économies d'intérêts réalisées par suite du remboursement anticipé d'une dette et à la hausse du bénéfice dégagé par les activités liées à l'énergie renouvelable en raison de la hausse des prix de l'électricité. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'importante diminution du montant d'intérêts incorporés à l'actif au cours du trimestre. Au quatrième trimestre de 2018, Suncor a incorporé une tranche de 28 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 177 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la mise en service du projet Fort Hills au début de 2018.

6. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	740,8	651,7	547,6	571,7	621,2	628,4	413,6	590,6
Exploration et production	90,2	92,1	114,1	117,7	115,2	111,5	125,5	134,5
	831,0	743,8	661,7	689,4	736,4	739,9	539,1	725,1
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	8 561	10 847	10 327	8 807	8 973	7 963	7 231	7 787
Autres produits	384	16	101	(57)	41	43	16	25
	8 945	10 863	10 428	8 750	9 014	8 006	7 247	7 812
Résultat net	(280)	1 812	972	789	1 382	1 289	435	1 352
par action ordinaire – de base (en dollars)	(0,18)	1,12	0,60	0,48	0,84	0,78	0,26	0,81
par action ordinaire – dilué (en dollars)	(0,18)	1,11	0,59	0,48	0,84	0,78	0,26	0,81
Résultat d'exploitation¹⁾	580	1 557	1 190	985	1 310	867	199	812
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,36	0,96	0,73	0,60	0,79	0,52	0,12	0,49
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 007	3 139	2 862	2 164	3 016	2 472	1 627	2 024
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,26	1,94	1,75	1,32	1,83	1,49	0,98	1,21
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 040	4 370	2 446	724	2 755	2 912	1 671	1 628
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,90	2,70	1,50	0,44	1,67	1,75	1,00	0,98
RCI¹⁾ (% sur 12 mois)	8,0	9,7	8,3	6,5	6,7	5,5	4,9	3,5
RCI ¹⁾ , compte non tenu des projets majeurs en cours (% sur 12 mois)	8,2	10,4	9,5	7,8	8,6	7,0	6,2	4,4
(Perte) profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains, après impôt	(637)	195	(218)	(329)	(91)	412	278	103
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,36	0,36	0,36	0,36	0,32	0,32	0,32	0,32
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	38,13	49,98	53,50	44,49	46,15	43,73	37,89	40,83
Bourse de New York (\$ US)	27,97	38,69	40,68	34,54	36,72	35,05	29,20	30,75

- 1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Le RCI exclut les coûts des projets majeurs en cours incorporés à l'actif. Le résultat d'exploitation présenté pour chaque trimestre est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » de chaque rapport aux actionnaires trimestriel publié par Suncor (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de l'exploitation et le RCI pour chaque trimestre sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » de chaque rapport trimestriel publié par Suncor.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	58,85	69,50	67,90	62,90	55,40	48,20	48,30	51,85
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	67,80	75,25	74,40	66,80	61,40	52,50	49,85	53,75
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	4,35	10,20	12,40	7,70	9,60	6,30	5,80	9,05
MSW à Edmonton	\$ CA/b	42,70	82,10	80,95	72,45	69,30	57,05	62,30	64,25
WCS à Hardisty	\$ US/b	19,50	47,35	48,65	38,60	43,10	38,25	37,20	37,30
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	39,35	22,15	19,25	24,30	12,30	9,95	11,10	14,55
Condensat à Edmonton	\$ US/b	45,30	66,82	68,50	63,15	57,95	47,60	48,45	52,20
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,60	1,19	1,20	1,77	1,70	1,45	2,80	2,70
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	55,55	54,45	56,00	34,95	22,35	24,55	19,30	22,40
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,20	19,65	20,65	15,50	19,40	22,35	16,35	12,55
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,35	19,05	18,30	12,85	20,20	19,25	14,40	11,15
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,60	21,40	27,90	20,35	22,10	26,80	21,25	18,45
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,10	18,85	20,25	15,55	18,25	21,45	16,80	14,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,77	0,77	0,79	0,79	0,80	0,74	0,76
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,73	0,77	0,76	0,78	0,80	0,80	0,77	0,75

- 1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées dans le tableau ci-dessus reposent en général sur une estimation relativement aux régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

Les tendances au chapitre du résultat net et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance majeurs, comme les travaux de maintenance planifiés et les travaux de révision menés à la raffinerie d'Edmonton au deuxième trimestre de 2018, et des interruptions non planifiées, comme celle causée par la violente tempête qui a déferlé sur la côte Est du Canada au quatrième trimestre de 2018.

Les tendances au chapitre du résultat net et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation trimestriels de Suncor sont également influencées par les variations des cours des marchandises, des écarts de prix, des marges de craquage de raffinage et des taux de change, tel qu'il est décrit à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion. En plus des répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, les événements ou les ajustements importants suivants ont influé sur le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres :

- Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2018 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 223 M\$ comptabilisée par le secteur E&P en lien avec le placement en titres de capitaux propres de la Société dans Canbriam, ce qui tient compte de la reprise d'un profit après impôt de 133 M\$ comptabilisé au premier trimestre de 2018 lorsque le placement en titres de capitaux propres a été acquis au moyen d'un échange d'actifs, pour une perte de valeur nette après impôt de 90 M\$ en 2018.
- Le bénéfice net du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ comptabilisé par le secteur Sables pétrolifères par suite de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.
- Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2017 rend compte d'un produit d'impôt différé net de 124 M\$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %, d'un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ (76 M\$ avant impôt) reçu à la suite de l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017, d'une perte après impôt de 18 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette ainsi qu'un profit après impôt de 2 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés liés à l'émission de titres d'emprunt.
- Le bénéfice net du troisième trimestre de 2017 reflète un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés.
- Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2017 reflète une charge après impôt de 10 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette, déduction faite des profits sur couverture de change réalisés connexes, et une perte hors trésorerie après impôt de 32 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés et des dérivés de change.
- Le bénéfice net du premier trimestre de 2017 reflète un profit après impôt de 437 M\$ découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et de sa participation dans la centrale éolienne Cedar Point.

7. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Sables pétrolifères	3 546	5 059	4 724
Exploration et production	946	824	1 139
Raffinage et commercialisation	856	634	685
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	58	34	34
Total	5 406	6 551	6 582
Moins les intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(156)	(729)	(596)
	5 250	5 822	5 986

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie ^{1),2),3)}

Exercice clos les 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères			
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	1 820	32	1 852
<i>In situ</i>	351	26	377
<i>Fort Hills</i>	250	365	615
<i>Syncrude</i>	583	3	586
Exploration et production	11	898	909
Raffinage et commercialisation	853	—	853
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	58	—	58
	3 926	1 324	5 250

- 1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 2) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et R&C, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures et une nouvelle logistique qui sont nécessaires pour soutenir la croissance de la production, iv) de nouvelles réserves ou une augmentation des réserves de la Société dans le secteur Exploration et production, ou v) l'accroissement de la marge par une augmentation des produits des activités ordinaires ou par une réduction des charges.
- 3) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité à la réglementation, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur Exploration et production, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et R&C.

En 2018, Suncor a affecté un montant total de 5,250 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, compte non tenu des coûts d'emprunt incorporés à l'actif de 156 M\$. Les activités menées en 2018 comprennent celles décrites ci-après.

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé en 2018 des dépenses en immobilisations de maintien totalisant 1,820 G\$, qui ont porté principalement sur le maintien d'une exploitation sécuritaire, fiable et efficace, de même que sur le maintien de la conformité environnementale, notamment par la poursuite de l'aménagement d'une infrastructure de gestion des résidus miniers. Le programme de maintenance planifiée de la Société pour 2018 prévoyait des travaux de révision planifiés à l'usine de valorisation 1 au printemps et des travaux de maintenance d'envergure à l'usine de

valorisation 2 à l'automne, en plus d'autres activités de maintenance.

Les dépenses de croissance de 32 M\$ du secteur Sables pétrolifères – Activités de base pour 2018 ont été affectées principalement à des projets qui devraient améliorer la capacité de production, notamment l'élaboration du projet de remplacement des chaudières à coke.

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 377 M\$, dont 351 M\$ ont été affectés aux activités de maintien, notamment à la conception et à la construction des plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir, à mesure que la production provenant des plateformes de puits existantes fléchira.

Les dépenses de croissance de 26 M\$ engagées en 2018 se rapportent à la mise en valeur de nouveaux biens et à la mise en place de nouvelles technologies.

Fort Hills

Les dépenses en immobilisations de Fort Hills se sont établies à 615 M\$ en 2018. De ce montant, une tranche de 365 M\$ a été affectée directement aux projets de croissance et à l'achèvement du projet au cours de l'exercice.

Les dépenses en immobilisations de maintien de 250 M\$ engagées en 2018 comprennent les activités visant à soutenir l'exécution du plan de gestion des résidus miniers une fois la production de pétrole commencée.

Syncrude

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection de Syncrude ont totalisé 586 M\$ en 2018. La majeure partie de ce montant représente des dépenses en immobilisations de maintien visant à garder les actifs existants en bon état, notamment par des travaux de maintenance et de révision.

Mise à jour concernant les projets d'investissement

Suncor prévoit que les dépenses en immobilisations de 2019 seront affectées aux projets et initiatives suivants :

Sables pétrolifères

En 2019, Suncor prévoit axer les dépenses en immobilisations de maintien sur la gestion des résidus, sur l'exécution de travaux de maintenance planifiés, notamment des travaux de maintenance d'envergure portant sur les drums de cokéfaction et sur les unités d'hydrotraitement de naphta et de gasoil. Les autres activités visant à assurer le maintien de la capacité de production aux installations existantes comprennent la poursuite de l'aménagement des nouvelles plateformes de puits des installations *in situ* destinées à compenser le déclin naturel, l'élaboration d'un système de transport autonome visant à accroître l'efficacité des activités minières et le remplacement des chaudières à coke du secteur Sables pétrolifères – Activités de base.

Fort Hills

En 2019, les dépenses en immobilisations de maintien engagées à Fort Hills seront axées sur la gestion des résidus et sur des projets visant à maintenir la capacité de production et la fiabilité, y compris le matériel minier.

Syncrude

En 2019, les dépenses en immobilisations de maintien de Syncrude devraient porter essentiellement sur la mise en œuvre de programmes destinés à rehausser la fiabilité, sur l'exécution de travaux de maintenance planifiés et sur le maintien de la capacité de production.

Exploration et production

En 2018, le secteur Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 909 M\$, qui ont été pour l'essentiel affectés à des travaux de forage de développement de l'ensemble des actifs extracôtiers, ainsi qu'à des travaux de mise en valeur liés au projet d'extension ouest de White Rose et aux projets Oda et Fenja en Norvège, ainsi que des travaux de conception préalables à l'autorisation du projet Rosebank au Royaume-Uni.

Raffinage et commercialisation

En 2018, le secteur Raffinage et commercialisation a engagé des dépenses en immobilisations de 853 M\$, qui ont été affectées en totalité aux activités de maintien axées sur les travaux de maintenance planifiés des raffineries de la Société, à des améliorations apportées à l'infrastructure de vente au détail et à des mises à niveau des technologies. En 2018, la Société a amorcé les travaux de maintenance les plus importants qu'elle n'ait jamais entrepris, ce qui a nécessité la fermeture complète de la raffinerie d'Edmonton pour la première fois de son histoire.

Exploration et production

En 2019, les dépenses en immobilisations du secteur E&P seront axées sur les projets de croissance futurs, notamment le projet d'extension ouest de White Rose qui sera mené au large de la côte Est du Canada. Le lancement de ce projet a été autorisé au deuxième trimestre de 2017. Suncor est un partenaire non-exploitant qui détient une participation directe combinée d'environ 26 % et la quote-part revenant à la Société de la production maximale devrait s'établir à 20 000 b/j. L'exploitant avait initialement estimé que les premiers barils de pétrole seraient produits en 2022, mais en raison d'un retard récent dans le calendrier de remorquage, le moment où seront produits les premiers barils demeure incertain. L'exploitant du projet devrait fournir de nouvelles informations à ce sujet au premier semestre de 2019.

Les autres dépenses en immobilisations de croissance engagées en 2019 comprendront des dépenses liées au forage de développement à Hibernia, à White Rose, à Terra Nova et à Buzzard, aux activités de mise en valeur liées à la phase 2 de Buzzard, laquelle a été autorisée au cours de l'exercice 2018, et aux projets Oda et Fenja menés en Norvège, ainsi que des dépenses liées aux travaux de conception préalables à l'autorisation du projet de mise en valeur future Rosebank.

Raffinage et commercialisation

La Société s'attend à ce que les dépenses en immobilisations de maintien soient axées sur les travaux de maintenance planifiés, les investissements dans la technologie et les remplacements d'actifs périodiques.

8. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Situation de trésorerie et sources de financement

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Entrées nettes (sorties nettes) liées aux			
Activités d'exploitation	10 580	8 966	5 680
Activités d'investissement	(6 697)	(5 019)	(7 507)
Activités de financement	(4 426)	(4 223)	869
Profit de change (sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie)	92	(68)	(75)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(451)	(344)	(1 033)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	2 221	2 672	3 016
Rendement du capital investi (%) ¹⁾			
Compte non tenu des projets majeurs en cours	8,2	8,6	0,5
Compte tenu des projets majeurs en cours	8,0	6,7	0,4
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ¹⁾ (en nombre de fois)	1,5	1,4	2,4
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)			
Base du résultat ²⁾	6,4	6,5	0,5
Base des fonds provenant de l'exploitation ¹³⁾	14,1	11,2	6,5

- 1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 3) Somme des fonds provenant de l'exploitation, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les activités d'exploitation ont donné lieu à des entrées de 10,580 G\$ en 2018, en comparaison de 8,966 G\$ en 2017. Cette progression est essentiellement attribuable à la hausse de l'ensemble des cours de référence du brut, à l'augmentation des marges de raffinage et à l'accroissement global de la production en amont qui a résulté principalement de l'accélération de la cadence de production à Fort Hills et à Hebron et de l'augmentation de la participation directe dans Syncrude. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges qui a découlé de la hausse de la production de la Société enregistrée en 2018, par l'augmentation des coûts de maintenance liés aux installations de Syncrude et du secteur Sables pétrolifères et par la diminution des coûts d'emprunt incorporés à l'actif.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les activités d'investissement se sont soldées par des sorties de 6,697 G\$ en 2018, en comparaison de 5,019 G\$ en 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans le projet Syncrude et à une diminution du produit tiré des cessions, les cessions réalisées au cours de l'exercice précédent comprenant la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et la vente de sa participation dans deux centrales éoliennes. Ces facteurs ont été partiellement

contrebalancés par la diminution des dépenses en immobilisations et des frais de prospection qui a découlé de l'achèvement des principaux projets de croissance de la Société en 2018.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les activités de financement se sont soldées par des sorties de 4,426 G\$ en 2018, en comparaison de 4,223 G\$ en 2017. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation des rachats d'actions effectués par la Société aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat »), à une hausse des dividendes versés et à une augmentation moindre de la dette à court terme. De plus, les flux de trésorerie liés aux activités de financement inscrits en 2017 reflètent une importante diminution nette de la dette à long terme, en partie contrebalancée par le produit tiré de la vente d'une participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est, qui a été traité comme une activité de financement puisque l'entente prévoit des distributions non discrétionnaires.

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

capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses équivalents et des facilités de crédit disponibles, y compris le papier commercial. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2019, de l'ordre de 4,9 G\$ à 5,6 G\$, de même que pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de ventes, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

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

Sources de financement disponibles

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie, qui s'élevaient à 2,221 G\$ au 31 décembre 2018, comprennent des placements à court terme dont la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance est d'environ 14 jours. En 2018, ce portefeuille de placements a rapporté à la Société des produits d'intérêts d'environ 32 M\$.

Activités de financement

Les intérêts sur la dette de Suncor (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif) se sont élevés à 897 M\$ en 2018, en baisse par rapport à 945 M\$ en 2017, en raison de la diminution nette de la dette à long terme au cours de

l'exercice 2017, notamment l'échange d'une dette portant intérêt à un taux plus élevé contre une dette contractée à un taux d'intérêt plus faible, partiellement contrebalancée par une augmentation de la dette à court terme en 2018, par une hausse des taux d'intérêt à court terme et par l'incidence défavorable de l'affaiblissement du dollar canadien sur la dette libellée en dollars américains.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 3,608 G\$ au 31 décembre 2018, en baisse comparativement à 4,489 G\$ au 31 décembre 2017, en raison d'une augmentation de la dette à court terme.

Le tableau qui suit présente un aperçu de l'ensemble des facilités de crédit inutilisées au 31 décembre 2018 :

(en millions de dollars)	2018
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2022	4 000
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2021	2 729
Facilité entièrement renouvelable, échéant au cours des deux prochaines années	1 537
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	132
Total des facilités de crédit	8 398
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(3 231)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(1 269)
Total des facilités de crédit inutilisées¹⁾	3 898

1) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins généraux s'établissaient à 3,608 G\$ au 31 décembre 2018 (4,489 G\$ au 31 décembre 2017).

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt détenus par le public. L'omission de se conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 décembre 2018, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28,3 % (25,6 % au 31 décembre 2017). Au 31 décembre 2018, la Société respectait toutes les clauses restrictives liées aux activités d'exploitation.

Aux 31 décembre

(en millions de dollars,
sauf indication contraire)

	2018	2017
Dettes à court terme	3 231	2 136
Tranche courante de la dette à long terme	229	71
Dettes à long terme	13 890	13 372
Dettes totales	17 350	15 579
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 221	2 672
Dettes nettes	15 129	12 907
Capitaux propres	44 005	45 383
Dettes totales majorées des capitaux propres	61 355	60 962
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	28,3	25,6

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)

Dettes totales au 31 décembre 2017	15 579
Diminution de la dette à long terme	(186)
Augmentation de la dette à court terme	866
Incidence du change sur la dette et autres	1 091
Dettes totales au 31 décembre 2018	17 350
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2018	2 221
Dettes nettes au 31 décembre 2018	15 129

Au 31 décembre 2018, la dette nette de Suncor s'élevait à 15,129 G\$, contre 12,907 G\$ au 31 décembre 2017. En 2018, la dette totale a augmenté de 1,771 G\$ en raison principalement la comptabilisation de pertes de change latentes sur la dette libellée en dollars américains et d'une augmentation de la dette à court terme par suite d'acquisitions, partiellement contrebalancées par une diminution de la dette à long terme.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation s'est établi à 1,5 fois, ce qui est inférieur à la cible maximale de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 3,0 fois.

Notations

Les notations de crédit obtenues par la Société influent sur le coût de ses capitaux empruntés et sur sa liquidité. La capacité de la Société à obtenir des emprunts non garantis à un coût raisonnable dépend avant tout du maintien d'une note élevée. Une baisse des notes de la Société pourrait compromettre sa capacité à obtenir du financement, à accéder aux marchés financiers et à conclure des opérations sur dérivés ou des opérations de couverture à un coût raisonnable dans le cours normal de ses activités, et pourrait

l'obliger à offrir des garanties supplémentaires à l'égard de certains contrats.

Au 28 février 2019, les notations de la dette de premier rang à long terme de la Société se présentaient comme suit :

Dettes de premier rang à long terme	Note	Perspectives à long terme
Standard & Poor's	A	Stable
Dominion Bond Rating Service	A (bas)	Stable
Moody's Investors Service	Baa1	Stable

Les notations du papier commercial de la Société se présentent comme suit :

Papier commercial	Notation de programme \$ CA	Notation de programme \$ US
Standard & Poor's	A-1 (bas)	A-2
Dominion Bond Rating Service	R-1 (bas)	Non noté
Moody's Investors Service	Non noté	P2

Se reporter à la rubrique « Description de la structure du capital – Notes de crédit » de la notice annuelle 2018 de Suncor pour une description des notations de crédit présentées dans les tableaux ci-dessus.

Actions ordinaires**Actions en circulation**

Au 31 décembre 2018 (en milliers)

Actions ordinaires	1 584 484
Options sur actions ordinaires – non exerçables	15 374
Options sur actions ordinaires – exerçables	13 561

Au 25 février 2019, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 577 725 157 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 35 618 386. Une fois exerçables, les options sur actions ordinaires en cours peuvent être exercées à raison d'une option pour une action ordinaire.

Rachats d'actions

En mai 2018, Suncor a renouvelé son offre publique de rachat afin de continuer à racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (la « TSX »), de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019. En novembre 2018, à la suite de l'autorisation du conseil d'administration d'accroître la valeur du programme de rachat d'actions pour la porter à 3,0 G\$, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor l'informant de l'intention de celle-ci de modifier son offre

publique de rachat en date du 19 novembre 2018. L'avis prévoit que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées aux fins d'annulation entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019 pour le faire passer de 52 285 330 actions ordinaires, soit environ 3 % des actions émises et en circulation au 30 avril 2018, à 81 695 830 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation au 30 avril 2018. Les porteurs de titres de Suncor peuvent obtenir gratuitement un exemplaire de l'avis en communiquant avec la Société.

Au 25 février 2018, depuis la mise en place de son programme de rachat d'actions en 2011, Suncor a racheté 262 664 000 actions ordinaires, redistribuant ainsi un total de 10,2 G\$ aux actionnaires dans le cadre de ce programme, près de la moitié de ces rachats d'actions ayant été effectués au cours des deux dernières années. Après la clôture de l'exercice, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un programme supplémentaire de rachat d'actions d'un montant maximal de 2,0 G\$.

Aux 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2018	2017	2016	2015
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	64 426	33 153	—	1 230
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)	3 053	1 413	—	43
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	47,38	42,61	—	34,93

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

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

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

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

(en millions de dollars)	Montant à payer par période					2024 et par la suite	Total
	2019	2020	2021	2022	2023		
Emprunts à terme fixe et renouvelables ¹⁾	4 161	733	2 172	883	632	18 648	27 229
Obligations découlant de contrats de location-financement	37	39	42	46	53	1 043	1 260
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état ²⁾	542	462	413	348	211	11 074	13 050
Contrats de location simple, engagements de transport par pipeline et de services énergétiques ³⁾	1 896	1 671	1 632	1 575	1 492	14 771	23 037
Engagements au titre de travaux de prospection	33	—	44	—	—	490	567
Autres obligations à long terme ⁴⁾	2	21	21	21	21	—	86
Total	6 671	2 926	4 324	2 873	2 409	46 026	65 229

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

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

3) Les paiements au titre des contrats de location simple, à l'exception des contrats de location à court terme, seront visés par les ajustements transitoires découlant de l'adoption d'IFRS 16 en date du 1^{er} janvier 2019. Se reporter à la note 5 des états financiers consolidés audités de 2018 de Suncor pour plus de précisions.

4) Comprennent la prime à la signature des CEPP en Libye. Se reporter à la note « Autres passifs à long terme » des états financiers consolidés audités de 2018.

Transactions avec des parties liées

La Société conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités. Il s'agit principalement de ventes à des entités liées dans le cadre des activités du secteur Raffinage et commercialisation de la Société ainsi que la prestation de services à Fort Hills. Se reporter à la note 29 des états financiers consolidés audités de 2018 pour obtenir plus de précisions sur ces transactions et sur la rémunération des principaux dirigeants.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés pour gérer son exposition aux risques. La Société a recours à ces contrats dérivés pour couvrir le risque lié à l'achat et à la vente de marchandises, pour gérer l'exposition aux taux d'intérêt et pour couvrir les risques liés à des transactions précises, tels que le risque de change lié au remboursement

de la dette libellée en dollars américains. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, l'incidence avant impôt des activités de gestion des risques correspond à un bénéfice de 126 M\$ (perte avant impôt de 19 M\$ en 2017).

Dans le cadre de ses activités de négociation de l'énergie, Suncor a recours à des contrats à terme standardisés sur le pétrole brut, le gaz naturel et les produits raffinés ainsi qu'à d'autres instruments financiers dérivés dans le but d'optimiser les stratégies de négociation et de gestion des risques connexes. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, l'incidence avant impôt pour les activités de négociation de l'énergie correspond à un bénéfice de 129 M\$ (perte avant impôt de 37 M\$ en 2017).

Les profits ou les pertes liés aux dérivés sont comptabilisés au poste « Autres produits » à l'état consolidé du résultat global.

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2016	(36)	(18)	(54)
Règlements en trésorerie – montant (reçu) payé au cours de l'exercice	(12)	17	5
Pertes latentes comptabilisées en résultat net au cours de l'exercice	(37)	(19)	(56)
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2017	(85)	(20)	(105)
Règlements en trésorerie – montant (reçu) payé au cours de l'exercice	(43)	(47)	(90)
Profits latents comptabilisés en résultat net au cours de l'exercice	129	126	255
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2018	1	59	60

La juste valeur des instruments financiers dérivés est comptabilisée à l'état consolidé de la situation financière.

Juste valeur des contrats dérivés aux 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017
Créances	215	74
Dettes	(155)	(179)
	60	(105)

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Suncor pourrait subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés n'étaient pas en mesure d'honorer leurs obligations aux termes de ces contrats. La Société atténue ce risque en concluant des contrats avec des contreparties jouissant de notations élevées. En outre, la direction procède à des examens périodiques des notations de ces contreparties et du risque de crédit que celles-ci peuvent présenter. L'exposition de la Société est limitée aux contreparties qui ont conclu des contrats sur instruments dérivés ayant des justes valeurs nettes positives à la date de clôture.

Les activités de gestion des risques de Suncor font l'objet d'examens périodiques par la direction, qui vise à déterminer les besoins de la Société en matière de couverture en fonction de son seuil de tolérance à l'égard du risque de volatilité du marché et de ses besoins en flux de trésorerie

stables pour financer sa croissance future. Les activités de négociation de l'énergie sont gérées par un groupe de gestion des risques distinct, qui examine et contrôle les pratiques et les politiques et effectue une vérification et une évaluation indépendantes de ces activités.

Il convient de se reporter à la note intitulée « Instruments financiers et gestion des risques » des états financiers consolidés audités de 2018 de la Société pour obtenir plus d'informations sur nos instruments financiers dérivés, notamment pour connaître les hypothèses retenues dans le calcul de la juste valeur, pour obtenir une analyse de sensibilité décrivant l'effet des fluctuations des cours des marchandises sur nos contrats financiers dérivés et une analyse plus détaillée des risques auxquels nous sommes exposés et des mesures que nous mettons en œuvre pour les atténuer.

9. MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Une description des principales méthodes comptables de Suncor est présentée à la note 3 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

a) Prises de position comptables récemment mises en œuvre

Incidence de l'application d'IFRS 9

En date du 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté IFRS 9 *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), qui remplace les multiples modèles de classement et d'évaluation des actifs financiers prévus selon IAS 39 *Instruments financiers* (« IAS 39 ») par un nouveau modèle qui ne comporte que deux catégories d'évaluation : au coût amorti ou à la juste valeur, par le biais du résultat net ou par le biais des autres éléments du résultat global. Ce classement est déterminé lors de la comptabilisation initiale. Pour ce qui est des passifs financiers, la nouvelle norme conserve la majeure partie des exigences d'IAS 39, le principal changement survenant lorsque la Société choisit de désigner un passif financier comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net. Dans ce cas, la partie de la variation de la juste valeur qui est liée au risque de crédit propre de la Société est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global plutôt qu'en résultat net. Par suite de l'adoption d'IFRS 9, les actifs financiers de la Société qui étaient classés dans les prêts et créances au 31 décembre 2017 ont été reclassés dans les actifs financiers au coût amorti; toutefois, il n'y a aucune incidence sur l'évaluation de ces actifs financiers. Le classement des passifs financiers de la Société n'a pas changé. Les directives concernant le classement et l'évaluation ont été adoptées de façon rétrospective conformément aux dispositions transitoires d'IFRS 9.

La Société a également adopté les nouvelles directives d'IFRS 9 sur la comptabilité de couverture, qui remplacent les tests d'efficacité quantitatifs rigoureux par des évaluations moins restrictives pour déterminer l'efficacité d'un instrument de couverture à remplir les objectifs de la Société en matière de gestion de son exposition aux risques financiers et non financiers. IFRS 9 permet aussi à la Société de couvrir des composantes de risque d'éléments non financiers qui possèdent certaines caractéristiques mesurables ou identifiables. En 2018, la Société n'a appliqué la comptabilité de couverture à aucun de ses instruments dérivés.

Après l'adoption d'IFRS 9, les méthodes comptables de la Société sont quasiment les mêmes qu'au 31 décembre 2017

et il n'y a eu aucune incidence sur les états financiers de la Société, à l'exception du changement de catégorie d'actifs financiers susmentionné.

Incidence de l'application d'IFRS 15

Le 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté, selon la méthode rétrospective, la norme IFRS 15 *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), qui établit des lignes directrices sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

IFRS 15 remplace IAS 18 *Produits des activités ordinaires* et présente un nouveau modèle unique pour la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients. Le modèle présente une analyse des transactions, en cinq étapes, pour déterminer la nature de l'obligation de prestation de l'entité ainsi que le montant, le cas échéant, des produits des activités ordinaires et le moment auquel ils sont comptabilisés.

Selon IFRS 15, les produits des activités ordinaires tirés de la vente de marchandises et les autres produits d'exploitation obtenus par la Société représentent des ententes contractuelles avec des clients. La Société comptabilise des produits des activités ordinaires lorsque le titre de propriété du produit est transféré à l'acheteur et que le recouvrement est raisonnablement assuré conformément aux modalités contractuelles stipulées. Tous les produits d'exploitation sont généralement gagnés à un moment précis et ils sont fondés sur la contrepartie que la Société s'attend à recevoir pour le transfert des marchandises aux clients.

La Société a passé en revue ses sources de produits des activités ordinaires et ses principaux contrats avec des clients selon les directives d'IFRS 15, et a établi qu'il n'y a pas de changement important du moment de la comptabilisation et de l'évaluation des produits des activités ordinaires de la Société pour la période de présentation de l'information financière, par rapport aux dispositions de la norme antérieure. Conformément à la nouvelle norme, la Société a évalué si elle agissait pour son propre compte ou comme mandataire; cette évaluation s'est traduite par une diminution des produits des activités ordinaires et une diminution correspondante des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, ainsi que par une diminution des frais de transport, ce qui n'a eu aucune incidence sur le résultat net consolidé de la Société.

Ajustements de l'état consolidé du résultat global

(diminution, en millions de dollars)	Période de 12 mois close le 31 décembre 2017 IFRS 15
Produits des activités ordinaires et autres produits	
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	(97)
Charges	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(57)
Transport	(40)
Résultat net	—
Résultat global	—

b) Prises de position comptables récemment publiées

Les normes, modifications et interprétations qui ont été publiées, mais qui n'étaient pas encore en vigueur à la date d'autorisation des états financiers consolidés audités de la Société, et qui peuvent influencer sur les informations à fournir et la situation financière de la Société, sont présentées ci-dessous. La Société a l'intention d'adopter ces normes, modifications et interprétations, s'il y a lieu, au moment de leur entrée en vigueur.

Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16 *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui remplace la norme IAS 17 *Contrats de location* (« IAS17 ») existante et qui exige la comptabilisation des contrats de location dans l'état de la situation financière, prévoyant toutefois des exemptions facultatives pour les contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois ainsi que pour les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. IFRS 16 élimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail. Le traitement comptable pour les bailleurs demeure essentiellement le même, ces derniers devant continuer de classer les contrats de location soit comme contrats de location-financement, soit comme contrats de location simple.

La Société adoptera la norme le 1^{er} janvier 2019, soit la date de son entrée en vigueur, et a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. La Société a également choisi de se prévaloir de l'exemption facultative relative aux contrats de location à court terme. IFRS 16 aura une incidence sur les composantes suivantes des états financiers consolidés audités de la Société. La Société a terminé l'implantation d'une solution informatique, notamment le téléchargement des données relatives aux contrats de location identifiés comme tels dans son système. Tous les

contrats ont été passés en revue, de nouveaux processus d'affaires ont été conçus et des contrôles internes ont été mis en place.

États consolidés de la situation financière : IFRS 16 exige de comptabiliser les obligations locatives et les actifs au titre du droit d'utilisation, et ce, pour tous les contrats de location, sauf si l'entité applique les exemptions facultatives visant les contrats de location à court terme et les contrats dont le bien sous-jacent est de faible valeur. La Société comptabilisera l'obligation locative à la valeur actualisée des paiements de loyers qui n'ont pas encore été versés, en utilisant comme taux d'actualisation le taux d'emprunt marginal de la Société au moment de l'adoption de la nouvelle norme. Au moment de la transition, la Société évaluera les actifs au titre du droit d'utilisation au montant de l'obligation locative ajusté du montant des loyers payés d'avance ou des contrats déficitaires comptabilisés dans les états financiers consolidés audités au 31 décembre 2018.

La Société comptabilisera un montant supplémentaire d'environ 1,8 G\$ relativement aux obligations locatives et aux actifs au titre du droit d'utilisation, au 1^{er} janvier 2019, sous réserve de la finalisation de son évaluation.

États consolidés du résultat global : L'adoption d'IFRS 16 donnera lieu à une augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation, attribuable à la comptabilisation des actifs au titre du droit d'utilisation; à une augmentation des charges financières attribuable à la désactualisation des obligations locatives; ainsi qu'à une diminution des charges d'exploitation, des frais de vente et frais généraux, de la charge liée aux achats de pétrole brut et de produits ainsi que des frais de transport. Selon les contrats de location au 1^{er} janvier 2019, cette norme n'aura pas d'incidence significative sur le résultat net consolidé.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie : En raison du changement dans la présentation des charges locatives antérieures aux termes de contrats de location simple, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation augmenteront du fait de la diminution des charges d'exploitation, des frais de vente et frais généraux, de la charge liée aux achats de pétrole brut et de produits ainsi que des frais de transport, augmentation qui sera partiellement contrebalancée par la hausse des charges financières accrues, lesquelles représentent une activité d'exploitation pour la Société. Les flux de trésorerie liés aux activités de financement diminueront du fait de l'ajout des paiements de principal au titre des contrats de location simple antérieurs. L'incidence globale sur les flux de trésorerie de la Société ne changera pas.

Incertitude relative aux traitements fiscaux

En juin 2017, l'IASB a publié IFRIC 23 *Incertitude relative aux traitements fiscaux*, qui apporte des éclaircissements sur la façon dont les actifs et passifs d'impôt exigible et différé doivent être comptabilisés lorsqu'il existe une incertitude

quant aux traitements fiscaux. En vertu de l'interprétation, les entités doivent déterminer s'il est probable qu'un traitement fiscal incertain sera accepté par l'administration fiscale. Si elle détermine qu'il n'est pas probable, l'entité doit, en vertu de l'interprétation, utiliser le montant le plus probable ou la méthode de l'espérance mathématique. Les modifications doivent être appliquées de manière rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, leur application anticipée étant toutefois autorisée. Cette modification n'aura aucune incidence sur les états financiers consolidés audités de la Société.

Principales estimations comptables et jugements importants

Pour préparer des états financiers conformément aux IFRS, la direction doit procéder à des estimations et poser des jugements qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les éventualités. Ces estimations et jugements peuvent changer selon les résultats et la nouvelle information disponible. Les éléments des états financiers qui nécessitent la formulation d'estimations et de jugements importants sont décrits ci-après.

Réserves de pétrole et de gaz

L'évaluation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ainsi que des obligations de démantèlement et de remise en état est déterminée en partie d'après les réserves estimatives de pétrole et de gaz de la Société. L'estimation des réserves est un processus intrinsèquement complexe qui repose sur l'exercice d'un jugement professionnel. Toutes les réserves ont été évaluées en date du 31 décembre 2018 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les estimations des réserves de pétrole et de gaz reposent sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, les prix des marchandises futurs prévus, les données techniques ainsi que le montant des dépenses futures et le moment où elles seront engagées, facteurs qui sont tous soumis à des incertitudes. Les estimations tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2018, lesquelles pourraient être considérablement différentes à d'autres moments de l'exercice ou au cours de périodes subséquentes. L'évolution de la conjoncture et de la réglementation et les modifications d'hypothèses peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes.

Activités pétrolières et gazières

La Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle désigne des activités pétrolières et gazières comme étant des activités de prospection, d'évaluation, de mise en valeur ou de production et lorsqu'elle détermine si les coûts de ces activités doivent être comptabilisés en charges ou incorporés à l'actif.

Frais de prospection et d'évaluation

Certains frais de prospection et d'évaluation sont initialement incorporés à l'actif dans le but d'établir des réserves viables sur le plan commercial. La Société doit poser des jugements à l'égard d'événements ou de circonstances futurs et fait des estimations dans le but d'évaluer la viabilité sur le plan économique de l'extraction des ressources sous-jacentes. Ces frais font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer l'intention de mettre en valeur le projet. Le taux de succès des forages ou les changements concernant les données économiques du projet, les quantités de ressources, les techniques de production prévues, les coûts de production et les dépenses en immobilisations requises sont des jugements importants dans le cadre de cette confirmation. La détermination du moment auquel ces coûts doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles relève du jugement de la direction et tient compte de plusieurs facteurs, notamment l'existence de réserves, l'obtention des autorisations nécessaires des organismes de réglementation et le processus d'autorisation interne des projets de la Société.

Détermination des unités génératrices de trésorerie (« UGT »)

Une UGT correspond au plus petit groupe d'actifs intégrés qui génèrent des rentrées de trésorerie identifiables largement indépendantes des rentrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le regroupement des actifs en UGT fait intervenir une part importante de jugement et d'interprétation en ce qui a trait au degré d'intégration des actifs, à l'existence de marchés actifs, au degré de similitude de l'exposition aux risques de marché, à l'infrastructure partagée et à la façon dont la direction surveille les activités.

Dépréciation d'actifs et reprises

La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence d'indicateurs de dépréciation d'actifs ou de reprises en fonction de nombreux facteurs internes et externes.

La valeur recouvrable des UGT et des actifs individuels est fondée sur la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Les principales estimations retenues par la Société pour déterminer la valeur recouvrable comprennent habituellement les prix futurs estimatifs des marchandises, les volumes de production prévus, les charges d'exploitation et frais de mise en valeur futurs, les taux d'actualisation et d'imposition et les marges de raffinage. Pour déterminer la valeur recouvrable, la direction peut également avoir à poser des jugements quant à la probabilité que survienne un événement futur. Des changements apportés à ces estimations et jugements influenceront sur les montants recouvrables des UGT et des actifs individuels et pourraient donner lieu à un ajustement significatif de leur valeur comptable.

Coûts liés au démantèlement et à la remise en état

La Société comptabilise des passifs au titre du démantèlement et de la remise en état futurs des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles en fonction des coûts futurs estimatifs liés au démantèlement et à la remise en état. La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence et l'étendue des obligations de la Société en matière de démantèlement et de remise en état, ainsi que la méthode prévue pour la remise en état, à la fin de chaque période. La direction exerce également son jugement afin de déterminer si la nature des activités exercées est liée aux activités de démantèlement et de remise en état ou aux activités d'exploitation normales.

Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modification des lois et règlements pertinents liés à l'utilisation de certaines technologies, de l'émergence de nouvelle technologie et de l'évolution de l'expérience d'exploitation, des prix et des projets de fermeture. Le calendrier estimatif du démantèlement et de la remise en état futur peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie de la réserve. Les changements apportés aux estimations des coûts futurs attendus, des taux d'actualisation et du moment du démantèlement ainsi que les changements apportés aux hypothèses concernant l'inflation peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Avantages sociaux futurs

La Société offre des avantages à ses employés, notamment des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Le coût des régimes de retraite à prestations définies et des avantages complémentaires de retraite reçus par les employés est estimé selon des méthodes d'évaluation actuarielles qui reposent sur un jugement professionnel. Les estimations généralement formulées pour calculer ces montants comprennent, le cas échéant, le taux de roulement du personnel, le coût des réclamations futures, les taux d'actualisation, les niveaux des salaires et des avantages futurs, le rendement des actifs des régimes, les taux de mortalité et les frais médicaux futurs. Une modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Autres provisions

La détermination des autres provisions, y compris, mais sans s'y limiter, les provisions relatives aux litiges en matière de redevances, à des contrats déficitaires, à des litiges et à des obligations implicites, est un processus complexe qui fait intervenir le jugement en ce qui a trait aux résultats des événements futurs, à l'interprétation des lois et règlements, aux calendriers et montants de flux de trésorerie futurs prévus et aux taux d'actualisation.

Impôt sur le résultat

La direction évalue ses positions fiscales annuellement ou lorsque les circonstances l'exigent, ce qui fait intervenir le jugement et pourrait donner lieu à différentes interprétations des lois fiscales applicables. La Société comptabilise une charge d'impôt lorsqu'un paiement aux

autorités fiscales est considéré comme probable. Cependant, les résultats des audits, des réévaluations et les changements d'interprétation des normes peuvent entraîner des changements de ces positions et potentiellement une augmentation ou une diminution significative des actifs, des passifs et du résultat net de la Société.

Impôt sur le résultat différé

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il est probable que les différences temporaires déductibles seront recouvrées dans un avenir prévisible. Un écart important entre les bénéficiaires imposables futurs et l'application des réglementations fiscales en vigueur dans chaque territoire et les estimations de la Société à cet égard pourrait nuire à la capacité de la Société de réaliser le montant de l'actif d'impôt différé.

Des passifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il existe des différences temporaires imposables qui s'inverseront et donneront lieu à une sortie de trésorerie pour payer les autorités fiscales. La Société constate une provision pour le montant qui devrait être payé, ce qui nécessite l'exercice du jugement quant au résultat final. Une modification du jugement de la Société concernant la probabilité d'une sortie de trésorerie future ou l'estimation du montant du règlement prévu, l'échéance des reversements et les changements des réglementations fiscales dans les territoires où la Société exerce ses activités pourraient avoir une incidence sur les passifs d'impôt différé.

Juste valeur des instruments financiers

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

Monnaie fonctionnelle

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

Juste valeur de la rémunération fondée sur des actions

La juste valeur des attributions fondées sur des actions dont les paiements sont réglés en actions et en trésorerie est estimée au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes. Ces estimations reposent sur certaines hypothèses, notamment le cours de l'action, la volatilité, le taux d'intérêt sans risque, la durée des attributions, le taux de déchéance et le taux de rendement annuel des actions, lesquelles sont, de par leur nature, sujettes à l'incertitude relative à la mesure.

10. FACTEURS DE RISQUE

La Société s'est engagée à adopter un programme de gestion des risques d'entreprise visant à favoriser la prise de décisions par l'identification et l'évaluation systématiques des risques inhérents à ses actifs et à ses activités. Certains de ces risques sont communs à toutes les sociétés pétrolières et gazières, tandis que d'autres sont propres à Suncor. La matérialisation de l'un ou l'autre des risques présentés ci-dessous pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Volatilité des prix des marchandises

La performance financière de Suncor est étroitement liée aux prix du pétrole brut pour les activités de la Société en amont et aux prix des produits pétroliers raffinés pour ses activités en aval et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel pour ses activités en amont, pour lesquelles le gaz naturel est à la fois un intrant et un extrant des processus de production. Les prix de ces marchandises peuvent être influencés par les facteurs de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale et régionale. Ces facteurs sont tous indépendants de la volonté de la Société et peuvent entraîner une grande volatilité des prix.

Les prix du pétrole brut peuvent également subir l'incidence, entre autres, de la vigueur et de la croissance de l'économie mondiale (particulièrement dans les marchés émergents), des contraintes liées à l'accès aux marchés, du déséquilibre de l'offre et de la demande régionales et internationales, des faits nouveaux sur le plan politique et des mesures gouvernementales (y compris les réductions de la production obligatoires imposées récemment par le gouvernement de l'Alberta), de la décision de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») de ne pas imposer de quotas à ses membres, du respect ou du non-respect des quotas convenus par les membres de l'OPEP et d'autres pays et des conditions météorologiques. Ces facteurs influent différemment sur les divers types de pétrole brut et de produits raffinés et peuvent avoir une incidence sur les différentiels de prix entre le pétrole brut lourd et léger (dont le bitume fluidifié) et entre le pétrole brut conventionnel et le pétrole brut synthétique.

Les prix des produits pétroliers raffinés et les marges de raffinage sont également touchés, entre autres, par les prix du pétrole brut, la disponibilité du pétrole brut et d'autres charges d'alimentation, les niveaux des stocks de produits raffinés, la disponibilité des raffineries régionales, l'accès aux marchés, la concurrence exercée sur les marchés et d'autres facteurs du marché local. Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont influencés, entre autres, par l'offre et la demande et par les prix d'autres sources d'énergie. Toute baisse des marges sur les produits ou toute hausse des prix du gaz naturel pourrait avoir une incidence défavorable

significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

De plus, les producteurs pétroliers et gaziers de l'Amérique du Nord, particulièrement du Canada, pourraient obtenir pour leur production des prix inférieurs à certains prix offerts à l'échelle internationale, en partie en raison des contraintes touchant la capacité de transport et de vente de ces produits sur les marchés internationaux. L'incapacité de mettre fin à ces contraintes pourrait faire en sorte que les producteurs pétroliers et gaziers comme Suncor continuent d'obtenir des prix réduits ou inférieurs. La production du secteur Sables pétrolifères de Suncor comprend d'importantes quantités de bitume et de pétrole brut synthétique qui pourraient se négocier à escompte par rapport au prix du brut léger et moyen. Le bitume et le pétrole brut synthétique coûtent généralement plus cher à produire et à traiter. En outre, la valeur marchande de ces produits peut différer du cours du brut léger et moyen établi sur les marchés boursiers. En conséquence, les prix obtenus pour le bitume et le pétrole brut synthétique pourraient ne pas correspondre au cours de référence en fonction duquel ils sont établis. Les écarts de qualité futurs sont incertains mais, s'ils venaient à fluctuer désavantageusement, ils pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Au quatrième trimestre de 2018, la capacité d'accès aux marchés était insuffisante pour retirer la production du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, ce qui a entraîné une augmentation importante de l'écart entre le WTI et le WCS. La situation a déclenché une réaction du gouvernement de l'Alberta sous la forme d'une réduction de la production obligatoire, qui s'est amorcée au début de 2019. Des telles circonstances pourraient entraîner ou prolonger, ou les deux, la volatilité et les effets négatifs sur la dynamique du marché, effets qui ne peuvent être complètement prévus. Des écarts importants, comme ceux observés au quatrième trimestre de 2018 ou une période prolongée de chute ou de volatilité des prix des marchandises, du pétrole brut en particulier, pourrait avoir un effet défavorable significatif sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor et pourrait également entraîner des pertes de valeur d'actifs ou se solder par l'annulation ou le report de certains de ses projets de croissance.

Accès au marché

Suncor prévoit une hausse de la production de bitume. Les marchés pour les mélanges de bitume et le pétrole brut lourd sont plus restreints que ceux pour le pétrole brut léger, ce qui les rend plus vulnérables aux fluctuations de l'offre et de la demande et aux déséquilibres entre l'offre et la demande (en raison de la disponibilité, de la proximité et de

la capacité des pipelines et des wagons ou d'autres facteurs). Les prix du pétrole brut lourd sont généralement inférieurs à ceux du pétrole brut léger, en raison surtout de la qualité et de la valeur inférieures des produits raffinés et des coûts supérieurs engagés pour le transport par pipeline d'un produit plus visqueux, et cet écart de prix peut être amplifié par les déséquilibres entre l'offre et la demande.

La production de sables pétrolifères de Suncor pourrait avoir un accès restreint au marché en raison d'une capacité de transport par pipeline insuffisante, notamment un manque de nouveaux pipelines pour la construction desquels il est impossible d'obtenir les autorisations requises et en raison de la perception défavorable de la population. L'accès restreint au marché de la production de sables pétrolifères, la croissance de la production provenant de l'intérieur des terres et les interruptions observées dans les raffineries pourraient accroître les écarts de prix, ce qui compromettrait la rentabilité des ventes de produits. L'accès au marché pour les produits raffinés pourrait également être restreint par l'insuffisance de la capacité de transport, ce qui pourrait créer un déséquilibre entre l'offre et la demande. La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de la Société.

Incidents opérationnels majeurs (sécurité, environnement et fiabilité)

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

Les secteurs de la Société sont également exposés à des risques liés à la performance en matière d'environnement et de sécurité, laquelle fait l'objet d'un examen rigoureux de la part des gouvernements, du public et des médias, ce qui pourrait entraîner une révocation temporaire des approbations réglementaires ou des permis ou l'incapacité de les obtenir ou, en cas d'incident majeur sur le plan de l'environnement ou de la sécurité, de retards dans le retour aux activités normales, des amendes, des poursuites civiles ou des accusations criminelles à l'encontre de la Société.

En règle générale, l'exploitation de Suncor est soumise à des dangers et à des risques, comme, entre autres, les incendies (y compris les feux de forêt), les explosions, les éruptions, les pannes d'électricité, les conditions hivernales rigoureuses, les périodes prolongées de froid ou de chaleur extrêmes, les inondations, les sécheresses et autres conditions climatiques extrêmes, les accidents de train ou les déraillements, la

migration de substances dangereuses, ou encore les déversements de pétrole, les fuites gazeuses ou la décharge de résidus dans les réseaux d'eau, la pollution et les autres risques environnementaux ainsi que les accidents, qui peuvent causer l'interruption de l'exploitation, des blessures corporelles ou la mort, ou des dommages aux biens, à l'équipement et à l'environnement ainsi qu'aux systèmes de technologie de l'information et aux systèmes de contrôle et de données connexes.

L'exploitation fiable des installations de production et de traitement selon la cadence prévue, ainsi que la capacité de Suncor de produire des produits à valeur plus élevée, peut également se ressentir, entre autres, du défaut d'observer les politiques, les normes et les procédures d'exploitation de la Société ou d'exercer ses activités dans le cadre des paramètres opérationnels prévus, de la défektivité du matériel découlant d'un entretien insuffisant, d'une érosion ou d'une corrosion imprévue des installations, de défauts techniques ou de défauts de fabrication ou encore d'une pénurie de main-d'œuvre ou d'un arrêt de travail. La Société est également exposée à des risques opérationnels comme le sabotage, le terrorisme, la violation de propriété, le vol et les logiciels malveillants, les attaques de réseaux ou les cyberattaques.

Outre les facteurs susmentionnés qui touchent les activités de Suncor en général, chaque secteur d'activité s'expose à des risques supplémentaires en raison de la nature de ses activités, entre autres, les suivants :

- Le secteur Sables pétrolifères de Suncor peut subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts de production ou des restrictions sur sa capacité de produire des marchandises à valeur plus élevée en raison de pannes touchant un ou plusieurs systèmes constituants interdépendants, et d'autres risques inhérents à l'exploitation des sables pétrolifères.
- Des risques et des incertitudes sont associés aux activités du secteur E&P de Suncor, notamment tous les risques liés au forage de puits de pétrole et de gaz naturel, à l'exploitation et à la mise en valeur de terrains miniers et de puits (y compris la découverte de formations ou de pressions non prévues ou la présence de sulfure d'hydrogène), l'épuisement prématuré des gisements, les émissions de gaz sulfureux, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides du puits et d'autres accidents.
- Les activités extracôtières du secteur E&P sont menées dans des régions exposées aux ouragans et à d'autres conditions météorologiques extrêmes, comme les tempêtes hivernales, les banquises, les icebergs et le brouillard. L'un ou l'autre de ces éléments pourrait entraîner l'arrêt de la production, l'interruption du forage et des activités, des dommages au matériel ou sa destruction, ou des blessures graves ou mortelles au

personnel de forage. Des conditions météorologiques difficiles, en particulier en hiver, pourraient également avoir une incidence sur la réussite de l'entretien et sur le démarrage des activités. Les activités extracôtières de Suncor peuvent être indirectement touchées par des événements catastrophiques qui se sont produits dans les installations extracôtières d'un tiers, ce qui peut donner lieu à une responsabilité, des dommages au matériel de la Société, des préjudices personnels, forcer la fermeture des installations ou l'arrêt des activités, ou entraîner une pénurie de matériel approprié ou de spécialistes nécessaires à l'exécution des activités prévues.

- Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor est soumis à tous les risques habituellement liés à l'exploitation d'une raffinerie, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution, ainsi que de stations-service, y compris, entre autres, la perte de production, les ralentissements ou les arrêts de production attribuables à la défectuosité de l'équipement, l'impossibilité d'accéder à des charges d'alimentation, les prix et la qualité des charges d'alimentation, ou d'autres incidents.

Bien que la Société mette en œuvre un programme de gestion des risques qui comprend la souscription d'assurances, ces assurances peuvent ne pas fournir une couverture complète dans toutes les situations, et tous les risques ne sont pas forcément assurables. La Société auto-assure certains risques et la couverture d'assurance de la Société ne couvre pas tous les coûts découlant de la répartition des obligations et des risques de perte découlant de ses activités.

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

Efficacité réglementaire/gouvernementale et efficacité des politiques

Suncor exerce ses activités sous le régime des lois fédérale, provinciale, territoriale, étatique et municipale de nombreux pays. La Société est également assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel, telles que, entre autres, le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts (y compris l'impôt sur le résultat), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production (y compris les restrictions sur la production), la protection environnementale, la faune terrestre et marine, la performance sur le plan de la sécurité, la réduction des gaz à effet de serre (GES) et autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, les interactions avec des gouvernements étrangers, l'attribution ou l'acquisition de droits de prospection et de production, de baux d'exploitation des sables pétrolifères ou d'autres droits

ou intérêts, l'imposition d'obligations de forage précises, le contrôle sur la mise en valeur, la remise en état et l'abandon des gisements et des emplacements des mines, les exigences en matière de sécurité financière des mines, l'autorisation relative aux infrastructures logistiques et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels. Dans le cadre de ses activités en cours, la Société est également soumise à un grand nombre de règlements en matière d'environnement, de santé et de sécurité en vertu de diverses lois du Canada, des États-Unis, du Royaume-Uni et de la Norvège, ainsi qu'en vertu d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux. L'omission de se conformer à la législation et à la réglementation applicables pourrait mener, entre autres, à l'imposition d'amendes ou de pénalités, à des restrictions sur la production, à l'arrêt ou à la suspension obligatoires des activités de production de certaines installations, à une atteinte à la réputation, à des retards, à des dépassements de coûts, à un refus des demandes de permis d'exploitation et d'agrandissement, à une réprobation, à l'obligation d'acquitter des coûts et des dommages-intérêts pour le nettoyage ainsi qu'à la perte de licences et de permis d'importance.

Avant de procéder à l'exécution de la plupart des projets majeurs, y compris à des modifications importantes de ses activités actuelles, Suncor doit obtenir divers permis fédéraux, provinciaux, territoriaux, municipaux et d'État, ainsi que les approbations des organismes de réglementation, et elle doit également obtenir des permis pour exploiter certains actifs. Ces processus peuvent notamment comporter la consultation des Autochtones et des parties intéressées, des évaluations des impacts environnementaux et des audiences publiques ainsi que l'intervention du gouvernement, et ils peuvent être assortis de conditions, y compris des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. Les activités de Suncor peuvent également être indirectement touchées par l'incapacité d'un tiers d'obtenir les approbations des organismes de réglementation requises pour des projets d'infrastructures partagés ou pour un projet d'infrastructure duquel dépend une partie des activités de Suncor. La conformité peut également être touchée par la perte d'employés compétents ainsi que par le caractère inadéquat des procédures internes et d'audit de conformité.

Le défaut d'obtenir ou de conserver des permis ou les approbations des organismes de réglementation et de s'y conformer ou d'en respecter les conditions ou le défaut de les obtenir au moment opportun ou à des conditions satisfaisantes pourrait entraîner des retards, l'abandon ou la restructuration de projets et des hausses de coûts, ce qui pourrait avoir des répercussions défavorables significatives sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Les modifications apportées aux politiques, à la réglementation ou à d'autres dispositions législatives gouvernementales, ou encore à leur interprétation, ou l'opposition aux projets de pipelines ou d'infrastructure de Suncor ou d'un tiers entraînant des retards ou des obstacles importants dans l'octroi des permis ou des approbations réglementaires nécessaires ou rendant les activités d'exploitation ou les projets de croissance moins rentables ou non rentables pourraient nuire de manière substantielle aux activités de Suncor ainsi qu'à ses projets en cours et à venir, à sa situation financière, à ses réserves et à ses résultats d'exploitation. Il est devenu plus difficile d'obtenir les permis ou approbations nécessaires en raison de l'opposition de plus en plus marquée de la population aux projets, de l'obligation d'organiser des consultations publiques, y compris avec les Autochtones, et d'une plus grande mobilisation politique face à ces enjeux. Le gouvernement fédéral a aussi présenté le Projet de loi C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois* (« Projet de loi C-69 »), en février 2018. S'il devient une loi, ce projet de loi aura une incidence sur la façon dont les grands projets énergétiques sont autorisés. Ces modifications pourraient également entraîner des retards importants et une augmentation des coûts liés à la conformité, ainsi qu'un accroissement des effectifs et des ressources, en plus d'accroître les autres risques liés aux activités de Suncor, notamment les risques liés à la non-conformité à la réglementation environnementale ou aux directives en matière de sécurité, aux approbations de permis et à la mise en valeur et à l'exécution des projets. Tous les facteurs susmentionnés pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

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

Concurrence

L'industrie pétrolière mondiale est très concurrentielle pour de nombreux aspects, y compris l'exploration et le développement de nouvelles sources d'approvisionnement, l'acquisition de participations dans le pétrole brut et le gaz naturel ainsi que le raffinage, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers raffinés. Suncor livre concurrence à d'autres sociétés du secteur énergétique dans presque tous les aspects de ses activités. L'industrie pétrolière

fait aussi concurrence à d'autres industries pour ce qui est de l'approvisionnement en électricité, en carburant et en produits connexes aux clients. Le paysage politique et social de plus en plus changeant aux niveaux provincial, fédéral, territorial, étatique, municipal et international complique les choses.

En ce qui concerne les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, un certain nombre d'autres sociétés ont entrepris ou pourraient entreprendre des activités liées aux sables pétrolifères et commencer à produire du bitume et du pétrole brut synthétique ou agrandir leurs exploitations existantes. Il est difficile d'évaluer le nombre, le niveau de production et le calendrier définitif de tous les nouveaux projets éventuels ou le moment où les niveaux de production peuvent augmenter. Au cours des dernières années, l'attention mondiale prêtée aux sables pétrolifères du fait de la tendance accrue au regroupement au sein de l'industrie qui a créé de nouveaux concurrents dotés de ressources financières a fait augmenter considérablement l'offre en bitume, en pétrole brut synthétique et en pétrole brut lourd sur le marché. Bien que le niveau actuel des prix des marchandises et que les exigences réglementaires accrues aient ralenti la progression de certains projets d'envergure à court terme, l'incidence de ce niveau d'activité sur l'infrastructure régionale, y compris les pipelines, a imposé une contrainte sur la disponibilité et le coût de toutes les ressources requises pour construire de nouvelles installations servant à exploiter les sables pétrolifères et pour les gérer.

En ce qui concerne le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor, la direction prévoit que les fluctuations de la demande de produits raffinés, la volatilité des marges et la compétitivité globale sur le marché se poursuivront. En outre, dans la mesure où le secteur d'exploitation en aval de la Société participe aux marchés des nouveaux produits, il peut être exposé à des risques de marge et à une volatilité découlant des fluctuations des coûts ou des prix de vente.

Il existe un risque qu'une concurrence accrue entraîne une augmentation des coûts, qu'elle exerce une pression additionnelle sur les infrastructures existantes, rende volatiles les marges liées aux produits raffinés et non raffinés et influe sur la demande pour les produits de Suncor, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Risque associé aux combustibles fossiles

Depuis les dernières années, la population appuie de plus en plus les actions et les technologies en matière d'énergie alternative/renouvelable proposées pour lutter contre les changements climatiques. Au Canada et partout dans le monde, les autorités gouvernementales ont répondu à cette nouvelle tendance en se fixant des cibles ambitieuses de réduction des émissions et en adoptant des dispositions législatives en conséquence, notamment des mesures sur la

tarification du carbone, des normes sur l'énergie et les combustibles propres ainsi que des incitatifs et des mandats favorisant les énergies alternatives. En outre, les combustibles fossiles, et les sables pétrolifères en particulier, suscitent de plus en plus l'opposition des groupes d'activistes et de l'opinion publique.

Les lois et les règlements actuels et futurs pourraient imposer des obligations importantes advenant le non-respect de leurs exigences. Les préoccupations soulevées par les changements climatiques, l'extraction des combustibles fossiles, les émissions de GES et les pratiques d'utilisation de l'eau et des terres pourraient inciter les autorités gouvernementales à resserrer les lois et règlements qui s'appliquent à Suncor et aux autres sociétés du secteur de l'énergie en général, et du secteur des sables pétrolifères en particulier.

Des changements aux réglementations environnementales, notamment la réglementation touchant les changements climatiques, pourraient se répercuter sur la demande ou sur la composition ou la qualité des produits de la Société, ou occasionner une hausse des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation, les coûts liés à l'abandon et à la remise en état et des coûts de distribution, qui pourraient être récupérables ou non sur le marché et qui pourraient rendre les activités d'exploitation ou les projets d'expansion moins rentables ou non rentables. En outre, des modifications à la réglementation pourraient obliger Suncor à mettre au point de nouvelles technologies, moyennant des investissements importants en immobilisations et en ressources. En cas de retard ou d'échec dans l'identification ou la mise au point des technologies en question, Suncor pourrait ne pas être en mesure d'obtenir les approbations réglementaires pour leurs projets ou de faire concurrence avec succès aux autres sociétés sur le marché. Le resserrement de la réglementation environnementale sur les territoires où Suncor mène ses activités pourrait aussi l'empêcher de faire concurrence aux sociétés installées dans des territoires où la réglementation est moins sévère. De plus, des lois ou des politiques limitant l'achat de la production tirée des sables pétrolifères pourraient être adoptées au pays ou à l'étranger, ce qui pourrait limiter le marché mondial pour la production en amont de Suncor et réduire les prix que la Société obtient pour ses produits; cela pourrait se traduire par des retards dans la mise en valeur, le délaissement d'actifs ou empêcher la Société de mettre en valeur davantage ses ressources. La complexité et l'ampleur de ces questions font qu'il est extrêmement difficile de prévoir leur effet futur sur Suncor.

Suncor continue de suivre de près les efforts déployés à l'échelle nationale et internationale pour lutter contre les changements climatiques. Alors qu'il est presque certain que la réglementation et les cibles de réduction des GES deviendront de plus en plus rigoureuses, et malgré le fait que Suncor maintienne ses efforts pour réduire l'intensité des émissions de GES, les émissions absolues de GES de la

Société devraient continuer d'augmenter parallèlement à l'exécution de sa stratégie de croissance. L'augmentation des émissions de GES pourrait se répercuter sur la rentabilité des projets de la Société, puisque celle-ci sera tenue de payer des droits ou taxes supplémentaires. Des tiers pourraient également tenter des actions en justice contre Suncor en lien avec les changements climatiques, notamment dans le cadre de litiges concernant les émissions de GES, la production, la vente ou la promotion des carburants fossiles et des produits pétroliers et les informations à fournir. Par exemple, le Board of County Commissioners du comté de Boulder, le Board of County Commissioners du comté de San Miguel et la ville de Boulder, au Colorado, ont entamé une action en justice contre Suncor et certaines de ses filiales en vue d'obtenir, entre autres choses, une compensation pour des effets allégués en lien avec les changements climatiques. En outre, les rouages, l'entrée en vigueur et la mise en application de la *Oil Sands Emissions Limit Act* (OSELA), limitant les émissions de GES provenant des sables pétrolifères, font actuellement l'objet d'un examen et, même s'il n'est pas encore possible de prédire les conséquences que cette loi aura sur Suncor, ces conséquences pourraient être importantes.

Ces événements et d'autres événements à venir à survenir pourraient nuire à la demande des produits de Suncor, de même qu'à sa capacité à maintenir et à accroître sa production et ses réserves. Ils pourraient aussi nuire à sa réputation et avoir une incidence défavorable significative sur ses activités, sa situation financière, ses réserves et ses résultats d'exploitation.

Conformité environnementale

Gestion de l'eau et des résidus miniers

Des risques sont associés aux plans de gestion de l'eau et des résidus miniers de la Société. Aux termes de la *Directive 085, Fluid Tailings Management for Oil Sands Mining Projects*, de l'*Alberta Energy Regulator*, chaque mine est tenue de mettre à jour ses plans de gestion des résidus liquides. Tout retard ou refus d'approbation ou tout défaut de satisfaire à l'une ou l'autre des conditions d'approbation d'un tel plan pourrait nuire significativement à la capacité des exploitants de mettre en œuvre des installations supplémentaires de traitement des résidus liquides, ce qui pourrait entraîner une baisse de la production et des volumes de résidus traités. Si la mine dépasse certains niveaux de conformité précisés au cadre de travail en matière de gestion des résidus, l'exploitant pourrait se voir imposer des mesures disciplinaires, notamment être contraint de réduire sa production, et des sanctions de nature financière, dont l'obligation de verser une amende de non-conformité ou d'ajouter des mesures de sécurité supplémentaires aux termes du programme de sécurité financière des mines (*Mine Financial Security Program*). On ne connaît pas toute l'ampleur de l'impact du cadre de travail en matière de

gestion des résidus, y compris des conséquences financières liées aux dépassements des niveaux de conformité, car certaines politiques et certains règlements qui lui sont associés sont toujours en cours d'élaboration. Ces derniers pourraient restreindre les mesures technologiques employées par la Société pour gérer ses résidus, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses plans d'affaires. Dans ce contexte, la Société est également exposée au risque que leurs activités de gestion des résidus échouent ou ne se déroulent pas comme prévu. La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

De plus, une approche intégrée de la gestion des eaux pour soutenir les activités et la réussite de la remise en état et de la fermeture nécessite le rejet d'eaux dans l'environnement. Le gouvernement de l'Alberta est en train d'élaborer une politique sur le retour des eaux qui privilégie une approche multipartite et le gouvernement fédéral a commencé à travailler à l'élaboration d'un règlement sur les effluents des sables pétrolifères. On ne connaît pas encore la teneur de ces politiques et règlements ni le moment où ils seront adoptés; toutefois, l'absence de politiques et règlements gouvernementaux efficaces dans ce domaine pourrait influencer sur la réussite des plans de fermeture et de remise en état des sites et sur le moment de leur mise en œuvre, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Cadre d'aménagement du territoire de l'Alberta (LARP)

La mise en œuvre du Cadre d'aménagement du territoire de l'Alberta (*Lower Athabasca Regional Plan* – LARP) et le respect de ses clauses pourraient avoir une incidence défavorable sur les biens et les projets que Suncor détient actuellement dans le nord de l'Alberta, notamment par suite de l'application de limites et de seuils environnementaux. L'incidence du LARP sur les activités de Suncor pourrait être indépendante de sa volonté, dans la mesure où elle pourrait découler de restrictions imposées en réponse aux répercussions cumulatives des activités de mise en valeur exercées par les autres exploitants dans la région, et non seulement en réponse aux répercussions directes des activités de Suncor. Le caractère incertain des modifications aux activités d'exploitation actuelles et de développement futures de Suncor découlant du LARP pourrait avoir une incidence défavorable significative sur ses activités, sa situation financière, ses réserves et ses résultats d'exploitation.

Permis d'utilisation des eaux et des parcs d'Environnement Alberta

Suncor approvisionne actuellement ses activités du secteur Sables pétrolifères en eau à usage domestique et industriel

qu'elle obtient en vertu de permis d'utilisation délivrés par le ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta. Les permis d'utilisation d'eau, tout comme les autres autorisations accordées par les organismes de réglementation, sont assortis de conditions que le titulaire doit respecter afin d'assurer le maintien en vigueur du permis. Rien ne garantit que les permis de prélèvement d'eau ne seront pas annulés ou que de nouvelles conditions ne viendront pas s'y ajouter. Il est également possible que les approches régionales en matière de gestion des eaux exigent la signature d'ententes de partage d'eau entre les parties intéressées. En outre, l'expansion des projets de la Société pourrait dépendre de sa capacité à obtenir des permis de prélèvement d'eau additionnelle, et rien ne saurait garantir l'octroi de ces permis en temps opportun, à plus forte raison à des conditions favorables pour elle. L'adoption de nouvelles lois ou la modification de lois ou de règlements régissant l'accès à l'eau déjà en vigueur pourraient également donner lieu à une hausse des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation nécessaires au maintien du permis d'utilisation d'eau de la Société. La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Loi sur les espèces en péril

Le caribou forestier figure parmi les espèces menacées dans la *Loi sur les espèces en péril* (Canada). Dans le cadre de la stratégie de rétablissement du caribou forestier mise en place par le gouvernement canadien, les provinces s'affairent à l'élaboration de plans de gestion de leurs populations de caribous. Suncor a divers projets existants, prévus ou potentiels au sein de territoires parcourus par les populations de caribous de l'Alberta. L'élaboration et la mise en œuvre des plans de gestion des populations de caribous forestiers dans ces territoires pourraient se répercuter sur le rythme et l'ampleur du développement de Suncor dans la province, de même qu'entraîner une augmentation des coûts liés au respect des exigences en matière de remise en état et de compensation. Ces facteurs pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Gestion de la qualité de l'air

À l'heure actuelle, le gouvernement canadien et les gouvernements des provinces et territoires du pays travaillent à l'élaboration, à la modification ou à la mise en œuvre de cadres et de règlements sur la qualité de l'air, lesquels pourraient influencer sur les projets existants et prévus de la Société en l'obligeant à investir des capitaux ou à engager des dépenses d'exploitation ou de conformité supplémentaires, notamment pour modifier son équipement et augmenter ses mesures de suivi et ses plans d'atténuation

des risques afin de respecter les nouvelles exigences. On ne connaît pas encore toutes les implications exactes de la mise en œuvre de ces nouveaux règlements et cadres, mais ils pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

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

En vue de se conformer à la politique de l'Alberta à l'égard des milieux humides, les activités de mise en valeur de la Société pourraient devoir éviter les milieux humides ou atténuer leurs impacts sur ceux-ci. Même si l'on ne connaît pas encore toutes les implications exactes de cette politique sur les activités de Suncor, certains de ses projets de croissance et de ses activités d'exploitation pourraient être touchés par des aspects de la politique ne pouvant être évités, et des travaux de remise en état ou de remplacement milieux humides pourraient être requis, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Sécurité de l'information

Le bon fonctionnement des activités de Suncor dépend du matériel informatique, des logiciels et des systèmes en réseau, y compris les systèmes de fournisseurs de services infonuagiques et de tiers avec qui Suncor fait des affaires. Dans le cours normal de ses activités, Suncor recueille et stocke des données de nature sensible telles que des renseignements protégés par le droit de propriété intellectuelle, des renseignements commerciaux exclusifs et des renseignements concernant ses employés et ses clients au détail. Les activités de Suncor reposent sur un cadre d'information vaste et complexe. La Société recourt aux mesures, aux contrôles et aux technologies reconnus par l'industrie pour protéger ses systèmes d'information et pour conserver en toute sécurité l'information confidentielle et les renseignements exclusifs stockés dans ses systèmes d'information. Elle s'est également dotée d'un processus d'identification, d'évaluation et de gestion constantes des menaces posées à ses systèmes d'information. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille le risque lié à la sécurité de l'information auquel Suncor est exposée. Cependant, les mesures, les contrôles et la technologie auxquels la Société a recours peuvent ne pas prévenir efficacement les atteintes à la sécurité en raison de l'augmentation du nombre des cybermenaces, de leur sophistication constante et de leur évolution rapide. Les technologies de l'information de Suncor et l'infrastructure connexe, y compris les systèmes de contrôle des processus, pourraient être la cible d'attaques de personnes ou d'organisations mal intentionnées motivées, entre autres, par des visées géopolitiques, financières ou militantes, ou faire l'objet d'une brèche de sécurité à la suite d'erreurs commises par des employés, d'actes malveillants ou de perturbations

autres, y compris des catastrophes naturelles et des faits de guerre. De telles attaques ou brèches de sécurité pourraient compromettre le fonctionnement des réseaux de Suncor et la sécurité des renseignements détenus par la Société, qui pourraient être consultés, divulgués, égarés, subtilisés ou altérés. Une telle attaque, une telle brèche de sécurité, un tel accès, une telle divulgation ou une telle perte de données pourrait se solder par des plaintes ou des poursuites judiciaires, engager la responsabilité de la Société en vertu du droit sur la protection des renseignements personnels, entraîner l'imposition de sanctions réglementaires, entraver le bon déroulement des activités de Suncor, diminuer le rendement et la production de Suncor, entraîner une augmentation des coûts et ternir la réputation de la Société, causer des lésions corporelles à des personnes ou des dommages à l'environnement ou entraîner d'autres conséquences négatives pour Suncor ou pour des tiers, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor. Bien que la Société ait un programme de gestion des risques comportant une assurance couvrant les conséquences opérationnelles d'une brèche de sécurité ou d'une attaque visant ses technologies de l'information et son infrastructure, y compris aux systèmes de contrôle des processus, elle ne possède pas d'assurance spécifique contre la cybercriminalité. Qui plus est, tous les risques liés à la cybercriminalité ne peuvent être assurés. Par conséquent, la couverture d'assurance actuelle de Suncor pourrait ne pas fournir une protection suffisante contre les pertes résultant de telles brèches de sécurité ou attaques visant ses technologies de l'information et son infrastructure.

Sécurité et menaces terroristes

Les menaces à la sécurité et les activités terroristes ou militantes pourraient avoir des répercussions sur le personnel de Suncor, ce qui pourrait entraîner des blessures, des décès, de l'extorsion, des prises d'otages et/ou des enlèvements, notamment des séquestrations. Une menace à la sécurité, une attaque terroriste ou un incident de nature militante visant une installation ou un bureau appartenant à Suncor ou exploité par celle-ci pourrait entraîner l'interruption ou la cessation de certains éléments clés de ses activités. De tels incidents pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Mise en valeur et exécution de projets

Il existe certains risques liés à la mise en valeur et à l'exécution des grands projets de Suncor et à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations au sein de ses actifs existants.

Les risques liés à la mise en valeur et à l'exécution de grands projets comprennent quatre risques connexes principaux :

- Mise en valeur – une incapacité à choisir les bons projets et à déterminer la portée et la solution efficaces;

- Ingénierie – un défaut dans les cahiers de charges, la conception ou le choix de technologie;
- Construction – le défaut de construire un projet dans les délais approuvés, selon la conception prévue et les coûts convenus;
- Mise en service et démarrage – l’incapacité des installations d’atteindre les cibles de performance établies, notamment les charges d’exploitation, l’efficacité, le rendement et les frais d’entretien.

La mise en valeur et l’exécution de projets peuvent également subir l’incidence des facteurs suivants, entre autres :

- l’incidence des modifications de la réglementation gouvernementale ainsi que des attentes du public relativement à l’effet de la mise en valeur des sables pétrolifères sur l’environnement, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur la capacité de la Société à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations d’ordre réglementaire requises;
- l’incidence de la conjoncture économique, des conditions commerciales et de la conjoncture du marché en général et la capacité de la Société de financer la croissance, y compris les projets de croissance d’envergure en cours, si les prix des marchandises baissent et demeurent à de faibles niveaux pendant une période prolongée;
- la complexité et la diversité du portefeuille de Suncor;
- le défaut de se conformer au modèle de mise en valeur d’actifs et d’exécution de Suncor;
- l’exactitude des estimations des coûts et des échéanciers des projets, puisque les coûts et les échéanciers réels des projets majeurs peuvent différer des estimations, et ces différences peuvent être significatives;
- la disponibilité et le coût des matériaux, de l’équipement, du personnel qualifié et des infrastructures logistiques, le maintien d’une gestion de la qualité adéquate et les risques associés à la logistique et à l’aménagement d’installations extracôtières, y compris le coût des matériaux et de l’équipement fabriqué en mer qui pourrait être visés par des droits, des tarifs ou des quotas;
- l’incapacité ou l’absence de volonté, de la part de fournisseurs tiers, de sous-traitants ou de fournisseurs de service de fournir les matériaux, de l’équipement, le personnel et les services d’une qualité suffisante dans les délais prévus et au coût convenu;
- les difficultés et les incertitudes associées à l’identification, à la création et à l’intégration de nouvelles technologies au sein d’actifs existants et nouveaux de la Société;

- les difficultés et les risques liés à la réalisation de projets dans des contextes opérationnels et des zones de construction confinées;
- la mise en service et l’intégration de nouvelles installations au sein des actifs existants de la Société, qui pourraient retarder l’atteinte des objectifs.
- les risques liés au redémarrage de projets mis en veilleuse, y compris l’augmentation des dépenses en immobilisations;
- l’incidence des conditions météorologiques.

La matérialisation de l’un ou l’autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d’exploitation de Suncor.

Risque lié à la technologie

Il existe des risques liés à des projets d’expansion et à d’autres projets d’immobilisations qui dépendent largement ou en partie de nouvelles technologies et de l’intégration de ces technologies à de nouvelles activités ou à des activités existantes, y compris le risque que les résultats de l’application de nouvelles technologies diffèrent des résultats obtenus de simulations dans le cadre d’essais ou de projets pilotes, ou que des protections de la propriété intellectuelle d’un tiers compromettent l’élaboration et la mise en œuvre de nouvelles technologies. La réussite de projets intégrant de nouvelles technologies ne peut être garantie. Les avantages reviennent aux sociétés qui peuvent développer et adopter des technologies de pointe plus tôt que leurs concurrents. L’incapacité de développer, de mettre en œuvre et de surveiller les nouvelles technologies peut avoir une incidence sur la capacité de la Société à développer ses activités nouvelles ou existantes d’une façon rentable ou à respecter les exigences de la réglementation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d’exploitation de Suncor.

Impact cumulatif et rythme du changement

Pour atteindre ses objectifs, Suncor doit maintenir une exploitation efficace, fiable et sécuritaire, tout en menant des projets de croissance et de maintien de manière sécuritaire, dans le respect des délais et du budget établis. La capacité d’atteindre ces deux objectifs est primordiale pour Suncor, si elle veut offrir une valeur ajoutée à ses actionnaires et aux autres parties intéressées. Ces objectifs ambitieux exigent des ressources pour lesquelles il y a concurrence, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la Société s’il y avait une prise en compte inadéquate des impacts cumulatifs d’initiatives antérieures ou parallèles sur le personnel, les processus et les systèmes. Il est également possible que ces objectifs surpassent la capacité de Suncor d’adopter et de mettre en œuvre des changements. La matérialisation de l’un ou l’autre des facteurs mentionnés

plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Risque lié aux partenariats

Suncor a conclu des ententes de partenariat et d'autres ententes contractuelles avec des tiers, y compris des ententes dans le cadre desquelles d'autres entités exploitent des actifs dont Suncor est propriétaire ou dans lesquels elle a des intérêts. Ces ententes de partenariat comprennent, entre autres, les ententes concernant les installations de Syncrude, de Fort Hills et les installations *in situ*, ainsi que celles touchant les activités d'E&P Canada et d'E&P International. Le succès des activités se rapportant à des actifs et à des projets exploités par des tiers ou développés conjointement avec des tiers et le moment où elles auront lieu dépendent d'un certain nombre de facteurs qui échappent au contrôle de Suncor, y compris, entre autres, le moment où elle engagera des dépenses en immobilisations et le montant de celles-ci, le moment où elle engagera des charges d'exploitation et des coûts de maintenance et le montant de ceux-ci, l'expertise, les ressources financières et les pratiques de gestion des risques de l'exploitant, l'approbation des autres participants et le choix de la technologie.

Ces copropriétaires pourraient avoir des objectifs et des intérêts qui ne coïncident pas avec les intérêts de Suncor et qui pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. Les décisions d'investissement importantes visant les partenariats peuvent exiger que les copropriétaires se mettent d'accord, tandis que certaines décisions d'exploitation peuvent être prises uniquement au gré de l'exploitant des actifs applicables. Même si les contreparties dans le cadre des coentreprises cherchent généralement à atteindre un consensus relativement aux principales décisions concernant la direction et l'exploitation des actifs et le développement des projets, rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures des parties relativement à ces actifs et projets seront comblées de façon satisfaisante ou en temps opportun. L'incapacité de répondre de façon satisfaisante aux demandes ou aux attentes de toutes les parties pourrait influencer la participation de la Société à l'exploitation de ces actifs ou au développement de ces projets, sa capacité à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires ou le moment d'entreprendre diverses activités. De plus, des conflits pourraient survenir relativement à l'échéancier, au financement ou aux engagements en matière de dépenses d'immobilisations relativement aux projets qui sont développés conjointement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur le développement de ces projets et sur l'entreprise et les activités de Suncor.

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

Risques financiers

Activités liées à la négociation de l'énergie et à la gestion des risques et exposition aux contreparties

Du fait de la nature de ses activités liées à la négociation de l'énergie et à la gestion des risques, dans le cadre desquelles elle peut avoir recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des marchandises et aux autres risques de marché, la Société est exposée à des risques financiers, qui comprennent, sans toutefois en exclure d'autres, les suivants :

- Les variations défavorables des prix des marchandises, des taux d'intérêt ou des taux de change, qui peuvent entraîner une perte financière ou une perte d'opportunité pour la Société;
- Un nombre insuffisant de contreparties en raison des conditions de marché ou d'autres circonstances, ce qui pourrait faire en sorte que la Société se trouve incapable de liquider ou de compenser une position, ou encore de le faire à un prix égal ou qui se rapproche du prix antérieur sur le marché;
- L'incapacité des contreparties de la Société de lui remettre les fonds ou les instruments prévus, ou de le faire au moment escompté;
- L'omission par l'une des contreparties de la Société d'honorer ses obligations envers elle;
- Une perte causée par une erreur humaine ou par une défaillance des systèmes ou des contrôles de la Société;
- Une perte résultant de l'impossibilité de faire valoir la valeur juridique de contrats ou de transactions mal documentées.

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

Fluctuations des taux de change

Les états financiers consolidés audités 2018 de la Société sont présentés en dollars canadiens. La majeure partie des produits que tire Suncor de la vente de pétrole, de gaz naturel et de produits pétroliers sont fondés sur des prix qui sont déterminés en fonction de cours de référence en dollars américains, tandis que la majeure partie de ses dépenses sont engagées en dollars canadiens. Une partie des emprunts de la Société sont également libellés en dollars américains. Par conséquent, ses résultats financiers peuvent se ressentir fortement des variations des taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. La Société mène également des activités qui sont administrées par l'intermédiaire de filiales à l'étranger et, par conséquent, ses résultats peuvent subir, quoique dans une moindre mesure, l'incidence des variations des taux de change entre le dollar canadien et l'euro, la livre sterling et la couronne norvégienne. Les taux

de change peuvent fluctuer considérablement et donner lieu à une exposition au change favorable ou défavorable. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains. Au 31 décembre 2018, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, pour passer de 0,80 \$ au début de 2018, à 0,73 \$. Les fluctuations des taux de change pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Risque de taux d'intérêt

La Société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme canadiens et américains, du fait qu'une partie de sa capacité d'emprunt provient de facilités de crédit renouvelables à taux variable et de papier commercial et qu'elle investit ses liquidités excédentaires dans des instruments de créance à court terme et des instruments du marché monétaire. Suncor est exposée au risque de taux d'intérêt au moment où les instruments d'emprunt arrivent à échéance et doivent être refinancés, ou lorsqu'elle doit obtenir un nouveau financement par emprunt. La Société est également exposée au risque de taux d'intérêt des instruments dérivés utilisés pour la gestion de son portefeuille d'emprunts, y compris les instruments de couverture des nouvelles émissions prospectives de titres d'emprunt. Toute fluctuation défavorable des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

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

Suncor prévoit financer ses dépenses en immobilisations futures au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, des facilités de crédit disponibles qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et de fonds obtenus sur les marchés financiers. Toutefois, sa capacité à le faire dépendra, entre autres, des cours des marchandises, de la conjoncture générale des marchés financiers et de l'ampleur du bassin d'institutions financières et d'investisseurs intéressés à acquérir des placements dans le secteur de l'énergie en général et dans les titres de la Société en particulier. Advenant le cas où il serait difficile, voire impossible, d'obtenir des capitaux de sources externes, ou encore d'en obtenir à des modalités favorables, la capacité

de la Société à engager des dépenses en immobilisations et à conserver ses biens actuels pourrait être compromise.

Le recours à des capitaux d'emprunt pour financer la totalité ou une partie des dépenses en immobilisations pourrait accroître le niveau d'endettement de la Société et le porter à un niveau dépassant celui de la plupart des autres sociétés pétrolières et gazières de taille similaire. Si les plans de développement et de croissance futurs le requièrent, la Société pourrait devoir obtenir du financement par emprunt supplémentaire, lequel pourrait ne pas être disponible au moment opportun, ou pourrait l'être à des modalités peu favorables (moyennant des taux d'intérêt ou des frais élevés, par exemple). Ni les statuts de Suncor (les « statuts ») ni les règlements administratifs auxquels elle est assujettie ne limitent le montant des emprunts qu'elle peut contracter. Toutefois, Suncor est tenue de respecter certaines clauses restrictives liées à ses facilités de crédit existantes et cherche à éviter les coûts d'emprunt trop élevés. Il pourrait arriver de temps à autre que le niveau d'endettement de la Société compromette sa capacité d'obtenir du financement supplémentaire pour saisir une occasion d'affaires avantageuse ou nuise à ses notations.

Suncor est tenue de respecter des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle aux termes des conventions régissant ses facilités de crédit et ses titres d'emprunt. La Société examine sa conformité à ces clauses restrictives à la lumière des résultats réels et prévus, et elle est en mesure de modifier ses plans de développement, sa structure du capital et sa politique de dividende, s'il y a lieu, afin d'assurer le respect des clauses restrictives liées à ses facilités de crédit. Si la Société ne respectait pas les clauses restrictives liées à ses facilités de crédit et à ses titres d'emprunt, elle pourrait devoir rembourser les montants empruntés plus tôt que prévu ou pourrait avoir de la difficulté à obtenir des capitaux supplémentaires ou, encore, à en obtenir selon des modalités avantageuses.

Les agences de notation évaluent régulièrement la situation financière de la Société, y compris ses filiales. Les notations qu'elles accordent à la dette à long terme et à la dette à court terme de Suncor reposent sur divers facteurs, notamment sur la solidité financière de la Société ainsi que sur des facteurs qui sont indépendants de sa volonté, comme la conjoncture du secteur pétrolier et gazier et la conjoncture économique en général. Les clients ou les contreparties peuvent accorder une grande importance aux notations, dans le cadre de la concurrence que livre Suncor dans certains marchés et lorsque vient le temps de conclure certaines transactions, notamment des transactions mettant en jeu des dérivés négociés hors cote. Les agences de notation pourraient éventuellement abaisser l'une des notations de Suncor, ou plusieurs d'entre elles, ce qui pourrait restreindre son accès au marché public ou privé du crédit et ainsi faire augmenter le coût d'emprunt pour la Société.

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

Redevances, taxes et impôts

Suncor est assujettie au versement de redevances et de taxes et impôts gouvernementaux sur plusieurs territoires.

Les redevances peuvent varier par suite des fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation ou encore par suite de modifications apportées à la législation en vigueur ou aux contrats de partage de la production, des conclusions des audits réglementaires portant sur des déclarations relatives à des années antérieures ou de la survenance d'autres événements. La matérialisation de l'un ou l'autre de ces événements pourrait avoir une incidence significative sur les redevances de la Société.

L'augmentation des charges de Suncor en ce qui a trait aux redevances, à l'impôt sur le résultat, à l'impôt foncier, aux taxes sur le carbone, aux tarifs, aux droits à l'importation, aux quotas et aux rajustements de taxes frontalières sur ses produits, de même qu'aux autres taxes et impôts et aux coûts de conformité imposés par les gouvernements, pourrait avoir des répercussions défavorables importantes sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Dividendes et rachats d'actions

Le versement futur de dividendes sur ses actions ordinaires et les rachats futurs d'actions ordinaires qu'effectue Suncor sont tributaires, entre autres, de ses obligations législatives et des exigences des bourses, de sa situation financière, de ses résultats d'exploitation, de ses flux de trésorerie, de la nécessité d'obtenir des fonds afin de financer les activités courantes et ses projets de croissance, des clauses restrictives relatives à sa dette et d'autres critères commerciaux que le conseil d'administration de la Société pourrait considérer comme pertinents. Rien ne garantit que Suncor continuera de verser des dividendes ou de racheter des actions à l'avenir.

Remplacement des réserves du secteur E&P

La production extracôtère future de Suncor et, par conséquent, ses flux de trésorerie et ses résultats d'exploitation provenant du secteur E&P, dépendent fortement du succès de l'exploitation de ses réserves actuelles et de l'acquisition et de la découverte de nouvelles réserves. En l'absence d'ajouts aux réserves dans le secteur E&P par suite des activités d'exploration, d'acquisition ou de mise en valeur, la production des actifs extracôtiers de Suncor diminuera au fil du temps à mesure que les réserves s'épuiseront. Les activités d'exploration, de mise en valeur ou d'acquisition de réserves exigent beaucoup de capitaux. Si les

flux de trésorerie de Suncor s'avéraient insuffisants pour financer les dépenses en immobilisations et que les sources externes de capitaux devenaient limitées ou indisponibles, la capacité de Suncor de réaliser les dépenses d'investissement nécessaires pour maintenir et accroître ses réserves sera compromise. De plus, Suncor pourrait ne pas être en mesure de mettre en valeur ou d'acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer sa production de pétrole brut et de gaz naturel à des coûts acceptables.

Incertitudes influant sur les estimations des réserves

Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités de réserves, y compris de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la Société. La production, les produits, les redevances, les impôts, les taxes et les frais de mise en valeur et d'exploitation réels de Suncor relativement à ses réserves différeront de ses estimations, et ces écarts pourraient être considérables. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque et incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves » du Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz de la notice annuelle 2018.

Fournisseurs de services tiers

Les activités de Suncor s'appuient sur l'intégrité d'exploitation d'un grand nombre de fournisseurs de services tiers, y compris des intrants et des extrants de transport de marchandises (pipelines, rails, camionnage, transport maritime) et des services publics associés à diverses installations détenues par Suncor en propriété exclusive ou en propriété conjointe, notamment l'électricité. Une interruption de service ou une disponibilité limitée par l'un de ces tiers pourrait également avoir une incidence grave sur les activités et les plans de croissance de Suncor. Les contraintes au niveau des pipelines qui touchent la capacité de transport ou l'approvisionnement en intrants, tels que l'hydrogène et l'électricité, pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société de maintenir la production aux niveaux optimaux. Les perturbations de service de pipelines pourraient avoir une incidence défavorable sur les prix des marchandises, les prix obtenus par Suncor, les activités de raffinage et les volumes des ventes, ou limiter sa capacité de production et sa capacité à livrer la production. Ces interruptions pourraient être causées par l'incapacité du pipeline à fonctionner ou par l'approvisionnement excédentaire du système qui excède la capacité du pipeline. Des contraintes d'exploitation à court terme sur les réseaux de pipelines découlant de l'interruption des pipelines ou de l'offre accrue de pétrole brut sont déjà survenues dans le passé et pourraient se reproduire. Il existe un risque que des interruptions de service de tiers aient une incidence sur la production de Suncor ou les prix obtenus par celle-ci, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Établissements à l'étranger

La Société possède des établissements dans divers pays ayant des systèmes politiques, économiques et sociaux différents. Par conséquent, les établissements et les actifs connexes de la Société sont assujettis à un certain nombre de risques et d'autres incertitudes découlant de la souveraineté du gouvernement étranger sur les activités internationales de la Société, qui peuvent comprendre notamment :

- les restrictions monétaires et les restrictions visant le rapatriement de fonds;
- la perte de produits des activités ordinaires, de terrains et d'équipement par suite d'une expropriation, de la nationalisation, de guerres, d'insurrections et des risques géopolitiques et autres risques d'ordre politique;
- les augmentations des taxes et impôts et des redevances gouvernementales;
- la conformité avec les lois anticorruptions existantes et émergentes, y compris la *Foreign Corrupt Practices Act* (États-Unis), la *Loi sur la corruption d'agents publics étrangers* (Canada) et la *Bribery Act* du Royaume-Uni;
- les renégociations de contrats avec des entités gouvernementales ou quasi gouvernementales;
- les modifications des lois et des politiques régissant les activités des sociétés étrangères;
- des sanctions économiques et juridiques (par exemple, des restrictions contre des pays où sévit la violence politique ou des pays que d'autres gouvernements pourraient soupçonner de commanditer le terrorisme).

En cas de différends touchant les établissements à l'étranger de la Société, ceux-ci pourraient être assujettis à la compétence exclusive de tribunaux étrangers et pourraient ne pas être en mesure d'assujettir des ressortissants étrangers à la compétence d'un tribunal du Canada ou des États-Unis. En outre, par suite d'activités dans ces régions et de l'évolution constante du cadre international régissant la responsabilité et la reddition de comptes des sociétés à l'égard de crimes internationaux, la Société pourrait être également exposée à d'éventuelles réclamations pour des violations présumées du droit international ou du droit de la région concernée.

L'incidence que pourraient avoir des attaques terroristes, des hostilités régionales ou des événements de violence politique futurs éventuels, à l'instar de ce qui s'est passé en Libye et en Syrie, sur l'industrie du pétrole et du gaz, et sur les activités de la Société en particulier, n'est pas connue pour le moment. Cette incertitude pourrait toucher les activités de Suncor de façon imprévisible, notamment par des perturbations de l'approvisionnement en carburant et des marchés du carburant, particulièrement en ce qui a trait au pétrole brut, et la possibilité que les installations d'infrastructure, y compris les pipelines, les installations de

production, les usines de traitement et les raffineries, soient des cibles directes ou des victimes indirectes d'un acte de terrorisme, de violence politique ou de guerre. Suncor pourrait devoir engager des coûts importants afin de protéger ses actifs contre les activités terroristes ou de réparer des dommages probables à ses installations. Rien ne garantit que Suncor réussira à se protéger contre de tels risques ni contre les conséquences sur la sécurité et les conséquences financières connexes.

Malgré la formation offerte par Suncor et ses politiques relatives aux paiements illicites et aux autres formes de corruption, il existe un risque que Suncor, ou certains de ses employés ou de ses sous-traitants soient accusés de paiements illicites ou de corruption. Toute infraction du genre pourrait entraîner de lourdes pénalités. Une simple allégation d'un comportement de ce type pourrait nuire à la capacité de Suncor de collaborer avec des gouvernements ou des organisations non gouvernementales et pourrait entraîner son exclusion officielle d'un pays ou d'une région ainsi que des sanctions, des amendes, des annulations ou des retards dans le cadre de projets, l'incapacité de mobiliser ou d'emprunter des capitaux, des atteintes à sa réputation et des préoccupations accrues chez les investisseurs.

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

Compétences, pénurie de ressources et dépendance à l'égard d'employés clés

L'exploitation réussie des entreprises de Suncor et sa capacité d'accroître ses activités dépendront de la disponibilité d'une main-d'œuvre spécialisée et des matériaux nécessaires, et de la concurrence à cet égard. La Société pourrait avoir du mal à embaucher la main-d'œuvre nécessaire à l'exercice de ses activités actuelles et futures. Ce risque pourrait se manifester principalement par l'incapacité de recruter de nouveaux employés sans qu'il y ait dilution des talents, de former, de perfectionner et de conserver du personnel expérimenté de grande qualité sans qu'il y ait érosion des effectifs et de répondre aux besoins des employés de concilier le travail et la vie personnelle et d'obtenir une rémunération concurrentielle. Le marché de la main-d'œuvre en Alberta est habituellement restreint et, bien que la conjoncture économique ait atténué partiellement cet effet, il n'en demeure pas moins qu'il s'agit d'un risque à gérer. Le vieillissement du personnel actuel de la Société représente une pression supplémentaire. La disponibilité de sous-traitants compétents et qualifiés pour réaliser les activités actuelles et futures constitue également un risque qui dépend des conditions du marché. De même, l'approvisionnement en matériaux pourrait être restreint, étant donné l'effectif réduit de nombreuses installations de fabrication. Ces risques pourraient se répercuter sur la

capacité de Suncor d'exercer ses activités avec efficacité et de manière sécuritaire et de réaliser tous ses projets dans le respect des délais et du budget, et ces répercussions pourraient être importantes.

La réussite de Suncor dépend également, dans une grande mesure, de certains employés clés. La perte des services de ces employés pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société. L'apport des membres de l'équipe de direction actuelle aux activités à court et à moyen terme de la Société devrait continuer de revêtir une grande importance dans un avenir prévisible.

Relations de travail

Les employés horaires des installations d'exploitation du secteur Sables pétrolifères de Suncor (à l'exclusion de MacKay River), de toutes ses raffineries et de la majorité de ses activités de terminal et de distribution sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 32 % des employés de la Société étaient visés par des conventions collectives à la fin de 2018. Des négociations en ce qui a trait à de nouvelles conventions collectives sont en cours pour 12 installations à l'échelle de la Société. Toute interruption de travail qui viserait les employés de la Société (y compris à la suite d'une grève ou d'un lock-out), des corps de métiers contractuels travaillant aux projets ou installations de Suncor, ou des installations détenues en propriété conjointe exploitées par une autre entité, représente un risque important pour la Société et pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Revendications territoriales et consultations auprès des Autochtones

Des Autochtones ont revendiqué des titres et droits ancestraux à l'égard de certaines parties de l'Ouest canadien. De plus, des Autochtones ont déposé contre des participants de l'industrie des réclamations liées en partie à des revendications territoriales, qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société.

Au cours des dernières années, on a également insisté de plus en plus sur l'importance de consulter les Autochtones sur les projets gaziers et pétroliers et leurs infrastructures. Qui plus est, le gouvernement fédéral du Canada et le gouvernement provincial de l'Alberta se sont engagés à redéfinir leurs relations avec les Autochtones du pays. Le gouvernement fédéral a affirmé qu'il appuyait désormais sans réserve la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (la « Déclaration ») et a indiqué, dans son discours aux Nations Unies sur les questions autochtones, qu'il ne visait « rien de moins que l'adoption et l'application de la Déclaration, conformément à la

Constitution canadienne ». Récemment, le gouvernement fédéral a annoncé son appui à un projet de loi proposé par un député, le Projet de loi C-262, *Loi visant à assurer l'harmonie des lois fédérales avec la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*, qui fait la promotion de l'adoption complète de la Déclaration et de son inclusion dans le droit canadien. Ce projet de loi devrait être adopté par le Sénat au deuxième trimestre de 2019. De son côté, le gouvernement albertain explore actuellement les meilleurs moyens de mettre en application les principes et objectifs de cette Déclaration, dans le respect de la Constitution canadienne et du droit provincial. On ne sait pas encore comment la Déclaration sera incluse dans le droit canadien, ni quelles seront ses répercussions sur l'obligation de la Couronne en matière de consultation des Autochtones.

Suncor n'est pas en mesure d'évaluer les conséquences, le cas échéant, que pourraient avoir des revendications territoriales, l'obligation de consulter les Autochtones ou l'inclusion de la Déclaration dans le droit canadien sur ses activités, mais il pourrait s'agir de conséquences importantes.

Risque lié aux poursuites

Il existe un risque que Suncor ou des entités dans lesquelles elle détient une participation fassent l'objet de poursuites, et les allégations dans le cadre de ces poursuites pourraient être importantes. Divers types d'allégations peuvent être formulées aux termes de ces poursuites, y compris, sans s'y limiter, des allégations de dommages causés à l'environnement, de contribution aux changements climatiques et à leurs impacts, de violation de contrats, de responsabilité civile des produits, de violation des lois antitrust, de paiements illicites et autres formes de corruption, de violation des lois fiscales, de contrefaçon de brevets, de divulgation d'informations, de questions liées à l'emploi ainsi que des allégations concernant une attaque, une brèche de sécurité ou un accès non autorisé aux technologies de l'information et aux infrastructures de Suncor. Le déroulement des poursuites est incertain, et il est possible que les affaires en cours ou futures donnent lieu à des événements défavorables importants. Une issue ou un règlement défavorable à l'issue d'une poursuite pourrait inciter certaines parties à tenter d'autres poursuites. Suncor pourrait également faire l'objet d'une publicité négative ou voir sa réputation ternie en raison de ces questions, qu'elle soit déclarée responsable ou non par la suite. Il existe un risque d'une issue défavorable importante liée à ces poursuites, ou un risque que la Société ait à engager des dépenses importantes ou à affecter des ressources importantes afin d'opposer une défense à ces poursuites, dont le succès ne peut être garanti.

Risque commercial lié à l'ACEUM

Si l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (ACEUM) est ratifié, le Canada ne sera plus assujéti aux dispositions visant la proportionnalité du chapitre sur l'énergie de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA). Sa ratification devrait donc permettre l'expansion des exportations de pétrole et de gaz au-delà des États-Unis, ainsi qu'une modification des règles d'origine pour le pétrole et le gaz, ce qui permettra aux exportateurs canadiens de se qualifier plus facilement pour le traitement hors taxes des expéditions aux États-Unis. Le Canada doit toutefois aviser les États-Unis de son intention d'entreprendre des pourparlers sur le libre-échange avec des pays à économie non marchande en vertu de l'ACEUM, qui pourraient comprendre la Chine ou tout autre importateur de pétrole et de gaz canadien. Bien que l'ACEUM ait été signé, les législateurs de chacun des trois pays doivent encore le ratifier conformément à leur propre processus législatif avant qu'il entre en vigueur et remplace l'ALENA. Le processus de ratification dans chacun de ces pays n'est pas terminé et son issue est donc incertaine. Si l'ACEUM n'est pas ratifié et adopté par les trois pays, les modalités du

commerce des ressources énergétiques pourraient être modifiées d'une manière défavorable pour la Société. Cela pourrait avoir un effet défavorable considérable sur la vente et le transport des produits de Suncor en Amérique du Nord, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur ses activités, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Environnement de contrôle

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

11. AUTRES ÉLÉMENTS

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 décembre 2018, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 décembre 2018, il ne s'était produit, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

L'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018 a fait l'objet d'un audit par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant, comme il est indiqué dans son rapport compris dans les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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

Prévisions de la Société

Aucune autre modification n'a été apportée aux fourchettes prévisionnelles de la Société publiées le 14 décembre 2018. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2019, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

12. MISES EN GARDE

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat d'exploitation, le RCI, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks DEPS, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance des activités, l'endettement et la liquidité et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour en faire de même. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, ces mesures ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures hors PCGR sont calculées et présentées de façon uniforme d'une période à l'autre. Des éléments d'ajustement particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

a) Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle. La direction utilise le résultat d'exploitation pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Pour les exercices clos les 31 décembre 2018, 31 décembre 2017 et 31 décembre 2016, un rapprochement entre le résultat d'exploitation consolidé et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion, et un rapprochement entre le résultat d'exploitation de chaque secteur et le résultat net à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Le résultat d'exploitation pour les trimestres clos les 31 décembre 2018 et 31 décembre 2017 fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net présenté ci-dessous.

b) Analyses de rapprochement du résultat d'exploitation

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation par rapport à la période comparative en fonction de facteurs d'écart clés. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans l'analyse du résultat d'exploitation qui suit les analyses de rapprochement présentées dans une rubrique particulière du rapport de gestion. Ces analyses sont fournies du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.

- Le facteur lié aux volumes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes des ventes et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur Raffinage et commercialisation.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, exception faite de la production de la Libye, qui est exempte de redevances, ainsi que les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié à l'évaluation des stocks tient compte de l'incidence après impôt de l'utilisation de la méthode PEPS d'évaluation des stocks par le secteur R&C et de l'incidence du report ou de la réalisation d'un profit ou d'une perte sur les ventes de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères aux raffineries de Suncor, éléments qui représentent, dans les deux cas, des ajustements découlant de l'évaluation des stocks.
- Le facteur lié 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 aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des frais de démarrage liés aux projets, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges de financement et aux autres produits tient compte des charges de financement, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence de la variation des taux réglementaires, d'autres ajustements d'impôt sur le résultat et de l'incidence nette de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017.

c) Rendement du capital investi (« RCI »)

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

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

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

		2018	2017	2016
Ajustements du résultat net				
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires		3 293	4 458	434
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :				
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains		989	(702)	(524)
Charge d'intérêts nette		541	158	304
	A	4 823	3 914	214
Capital investi – début de la période de 12 mois				
Dette nette		12 907	14 414	11 254
Capitaux propres		45 383	44 630	39 039
		58 290	59 044	50 293
Capital investi – fin de la période de 12 mois				
Dette nette		15 129	12 907	14 414
Capitaux propres		44 005	45 383	44 630
		59 134	58 290	59 044
Capital moyen investi	B	60 347	58 667	57 999
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	8,0	6,7	0,4
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	1 412	12 901	10 147
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	8,2	8,6	0,5

d) Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation et flux de trésorerie disponibles discrétionnaires

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères			Exploration et production			Raffinage et commercialisation		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Résultat net	853	1 009	(1 149)	808	732	190	3 153	2 658	1 890
Ajustements pour :									
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	4 024	3 782	3 864	967	1 028	1 381	683	685	702
Impôt sur le résultat différé	351	170	(78)	(112)	(113)	(506)	39	(138)	12
Augmentation des passifs	209	195	208	48	45	53	7	7	7
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(61)	2	19	—	—	—	(20)	9	27
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	(108)	(50)	(33)	91	—	—	(7)	(354)	(35)
Rémunération fondée sur des actions	(28)	(3)	41	(5)	6	12	(19)	4	21
Frais de prospection	—	—	—	11	41	204	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(428)	(305)	(248)	(23)	(31)	(1)	(17)	(17)	(20)
Autres	58	(62)	45	84	17	(20)	(25)	(13)	2
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	4 870	4 738	2 669	1 869	1 725	1 313	3 794	2 841	2 606
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie									
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Siège social, négociation de l'énergie et éliminations			Total		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Résultat net	(1 521)	59	(486)	3 293	4 458	445
Ajustements pour :						
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	64	106	170	5 738	5 601	6 117
Impôt sur le résultat différé	162	330	60	440	249	(512)
Augmentation des passifs	2	—	1	266	247	269
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	1 090	(771)	(458)	1 090	(771)	(458)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(98)	117	(53)	(179)	128	(7)
Perte sur l'extinction d'une dette	3	51	99	3	51	99
Profit à la cession d'actifs	—	(70)	—	(24)	(474)	(68)
Rémunération fondée sur des actions	(65)	24	68	(117)	31	142
Frais de prospection	—	—	—	11	41	204
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(1)	—	—	(469)	(353)	(269)
Autres	3	(11)	(1)	120	(69)	26
Fonds (affectés à) provenant de l'exploitation	(361)	(165)	(600)	10 172	9 139	5 988
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie				408	(173)	(308)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation				10 580	8 966	5 680

Les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant, des fonds provenant de l'exploitation, les dépenses en immobilisations de maintien, y compris les intérêts incorporés à l'actif connexes, et les dividendes. Les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires rendent compte de la trésorerie disponible pour accroître les distributions aux actionnaires et financer les investissements de croissance. La direction utilise cette mesure pour évaluer la capacité de la Société à accroître les distributions aux actionnaires et à financer les investissements de croissance. Le tableau qui suit présente un rapprochement des flux de trésorerie disponibles discrétionnaires pour les trois derniers exercices de Suncor.

(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Fonds provenant de l'exploitation	10 172	9 139	5 988
Dépenses en immobilisations de croissance et dividendes	(6 310)	(5 083)	(4 191)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	3 862	4 056	1 797

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

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétroliers (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités de Fort Hills et de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétroliers, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai, iii) les produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits d'exploitation, iv) les frais de démarrage de projets, et v) l'incidence de la variation

des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Afin de déterminer le montant des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont ajustées de manière à exclure les coûts relatifs aux activités d'extraction minière et de valorisation du secteur Sables pétrolifères. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et de Fort Hills sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude et les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Fort Hills, respectivement, en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités de Syncrude ou des activités de Fort Hills, respectivement, ce qui comprend, sans s'y limiter, s'il y a lieu, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrées à 3,870 G\$ en 2018 et comprennent un montant de 740 M\$ lié à la production *in situ* pour des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ* de 8,45 \$ par baril en fonction d'une production *in situ* totale de 240 000 b/j.

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

La marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. La marge de raffinage est calculée en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte de la marge non liée au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société, ainsi qu'aux activités liées aux lubrifiants qui ont été cédées au début de 2017. Les charges d'exploitation de raffinage sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur R&C pour tenir compte i) des coûts non liés au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société et aux activités liées aux lubrifiants qu'elle exerçait auparavant, et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2018	2017	2016
Rapprochement de la marge de raffinage			
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits ¹⁾	7 068	5 692	5 506
Autres produits	21	73	16
Marge non liée au raffinage	(1 250)	(1 546)	(2 074)
Marge de raffinage	5 839	4 219	3 448
Production des raffineries ²⁾ (kb)	169 138	174 461	168 798
Marge de raffinage (\$/b)	34,50	24,20	20,45
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ¹⁾	1 979	1 950	2 147
Coûts non liés au raffinage	(1 078)	(1 068)	(1 287)
Charges d'exploitation de raffinage	901	882	860
Production des raffineries ²⁾	169 138	174 461	168 798
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,35	5,05	5,10

1) Les chiffres de 2017 et de 2016 ont été retraités afin de tenir compte de l'adoption d'IFRS 15 ainsi que pour éliminer l'incidence des activités liées à la gestion des risques.

2) 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.

g) Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti sur le résultat net du secteur Raffinage et commercialisation

Les PCGR exigent que l'évaluation des stocks soit faite selon la méthode PEPS. Pour Suncor, cette exigence se traduit par un écart entre les prix de vente des produits raffinés, qui rendent compte des conditions de marché actuelles, et le coût des ventes comptabilisé au titre des charges d'alimentation connexes des raffineries, qui reflètent les conditions de marché lors de l'achat des matières premières.

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

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

h) Rapprochement du résultat d'exploitation pour les quatrième trimestres de 2018 et de 2017

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploitation et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Résultat net présenté	(393)	670	(115)	217	723	886	(495)	(391)	(280)	1 382
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	637	91	637	91
Perte hors trésorerie sur un placement en titres de capitaux propres	—	—	223	—	—	—	—	—	223	—
Incidence de l'ajustement du taux d'impôt sur l'impôt différé	—	—	—	14	—	(140)	—	2	—	(124)
Produit d'assurance	—	(55)	—	—	—	—	—	—	—	(55)
Perte sur le remboursement anticipé d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	18	—	18
Profit hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt	—	—	—	—	—	—	—	(2)	—	(2)
Résultat d'exploitation	(393)	615	108	231	723	746	142	(282)	580	1 310

i) Rapprochement des fonds provenant de l'exploitation pour les quatrièmes trimestres de 2018 et de 2017

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Résultat net	(393)	670	(115)	217	723	886	(495)	(391)	(280)	1 382
Ajustements pour :	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 019	1 055	199	219	184	196	17	18	1 419	1 488
Impôt sur le résultat différé	89	181	3	5	(51)	(161)	119	78	160	103
Augmentation des passifs	53	49	12	12	2	2	—	—	67	63
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	688	74	688	74
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(74)	2	—	—	(15)	9	(59)	5	(148)	16
Profit à la cession d'actifs	(1)	(46)	253	—	(2)	(2)	—	—	250	(48)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	3	26	3	26
Rémunération fondée sur des actions	(22)	34	(3)	4	(10)	17	(53)	61	(88)	116
Frais de prospection	—	—	11	—	—	—	—	—	11	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(91)	(76)	(8)	(15)	(5)	(7)	—	—	(104)	(98)
Autres	21	(89)	15	(11)	—	(5)	(7)	(1)	29	(106)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	601	1 780	367	431	826	935	213	(130)	2 007	3 016
Augmentation (diminution) du fonds de roulement hors trésorerie									1 033	(261)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation									3 040	2 755

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi³e ou en Mpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, Mpi³e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

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

Unités de mesure

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

Lieux et devises

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
C.-B.	Colombie-Britannique
\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
\$ US	Dollars américains
£	Livres sterling
€	Euros
<u>Contexte financier et commercial</u>	
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs et de l'information prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs ») au sens des lois sur les valeurs canadiennes et américaines applicables, ainsi que d'autres informations qui reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et de l'équipement; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois et politiques gouvernementales applicables; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et des infrastructures; le respect par les tiers de leurs obligations envers Suncor; la mise en valeur et l'exécution des projets; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les autres énoncés et informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime »,

« planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « potentiel », « possible », « futur », « occasion », « priorité », « stratégie », « vise » et autres expressions analogues.

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

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

- les stratégies et les priorités de Suncor, notamment pour procurer des rendements soutenus et concurrentiels aux actionnaires et chercher à accroître continuellement ces rendements en mettant l'accent sur l'excellence et les initiatives opérationnelles, notamment la gestion rigoureuse du capital, la fiabilité et l'optimisation des actifs, la croissance rentable à long terme et un engagement ferme en faveur de la gestion responsable des ressources et du développement durable, ainsi que les principales composantes de sa stratégie, notamment l'exploitation et la mise en valeur rentables des réserves de la Société, l'optimisation de la valeur au moyen de l'intégration et un accès garanti aux marchés, l'atteinte de coûts unitaires parmi les plus bas de l'industrie dans chacun de ses secteurs d'exploitation, et le maintien de sa position de chef de file en matière de développement durable;
- le fait que Suncor s'estime bien placée pour obtenir de bons résultats grâce à ses atouts concurrentiels, soit des réserves à longue durée de vie et à faible déplétion parmi les plus importantes dans le secteur des sables pétrolifères, des activités en aval hautement

performantes et entièrement intégrées, une production extracôtière qui offre une diversification sur les plans géographique et des flux de trésorerie, une bonne santé financière et une vaste expertise sectorielle;

- l'attente selon laquelle la Société créera de la valeur à long terme par la croissance structurelle des flux de trésorerie grâce à ses projets et initiatives, comme l'optimisation des taux de production à Fort Hills à la suite de l'accroissement de la production en 2018; l'optimisation des actifs de Syncrude; la réalisation de synergies d'exploitation régionales et de projets de mise en valeur et d'extension dans le secteur extracôtier de la Société; des stratégies d'amélioration des actifs existants, dont des projets de désengorgement et la mise en place d'un système de transport autonome par camion et la position régionale avantageuse de la Société dans le secteur Sables pétrolifères, y compris l'attente selon laquelle ces projets lui permettront de réaliser les économies d'échelle nécessaires pour poursuivre la mise en valeur de ses ressources in situ à peu de frais dans le cadre de sa stratégie de répliation;
- le fait que la Société soit d'avis que la réduction des coûts et une attention constante accordée à l'accroissement de la productivité et de la fiabilité l'aideront à tirer une valeur optimale de ses activités;
- les attentes concernant Hebron, notamment l'attente selon laquelle le projet générera 31 600 b/lj, nets pour Suncor, lorsque ses installations de production fonctionneront à plein régime;
- les attentes concernant le projet de la phase 2 à Buzzard, notamment l'attente selon laquelle les premiers barils de pétrole devraient être produits au début de 2021;
- les attentes concernant le projet Oda, notamment celles selon lesquelles la production des premiers barils de pétrole est prévue pour le deuxième trimestre de 2019;
- le fait que Suncor croit que ses actifs médians lui fourniront la souplesse logistique nécessaire pour acheminer sa production vers un large éventail de marchés;
- la possibilité de renforcer la croissance structurelle des flux de trésorerie dans le secteur Sables pétrolifères au moyen d'initiatives d'optimisation des actifs notamment centrées sur le désengorgement et une meilleure intégration avec Syncrude;
- les attentes concernant le secteur Sables pétrolifères, notamment le fait que les activités seront axées sur une exploitation sécuritaire, fiable et durable, le but des initiatives de la Société en matière d'excellence opérationnelle d'accroître le taux d'utilisation des installations et la productivité de la main-d'œuvre et l'attente selon laquelle qu'elles devraient mener à l'atteinte d'une croissance stable de la production tout en réduisant les charges d'exploitation, l'attente selon laquelle plus de 150 camions de transport autonomes seront déployés dans l'ensemble des secteurs de la Société sur une période d'environ six ans, l'attente selon laquelle l'accent sera mis en 2019 sur des projets d'optimisation des actifs et sur la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation à Fort Hills, le fait que Suncor poursuivra son engagement en faveur d'une croissance rentable, les attentes concernant l'interconnexion des pipelines entre le site Mildred Lake de Syncrude et l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base de Suncor, notamment l'attente selon laquelle les pipelines offriront plus de flexibilité opérationnelle en permettant le transport du bitume et du gasoil entre les deux usines, ce qui entraînera une augmentation de la fiabilité et l'optimisation du taux d'utilisation et des bénéfices et qu'ils seront en service d'ici la fin de 2020, sous réserve des modalités commerciales finales et de l'obtention de l'approbation des autorités de réglementation, et, les priorités entourant la gestion des coûts et la gestion rigoureuse des dépenses dans le secteur Sables pétrolifères en 2019, notamment l'attente selon laquelle la Société réduira de façon durable les charges d'exploitation contrôlables, et l'accent mis sur la gestion des possibilités d'investissement au moyen d'un processus rigoureux de mise en valeur des actifs axé sur la création de valeur;
- les attentes concernant le secteur E&P, notamment l'attente selon laquelle le secteur met l'accent principalement sur des projets qui dégagent des rendements, des flux de trésorerie et une valeur à long terme considérables, ainsi que sur des activités de mise en valeur au large de la côte Est du Canada et dans la portion britannique de la mer du Nord visant à tirer parti des installations et infrastructures existantes en vue d'accroître la production et de prolonger la vie productive des champs existants, activités qui devraient se poursuivre en 2019, parallèlement aux travaux de forage de développement menés à Hebron dans le cadre de la poursuite de la phase d'accélération graduelle et parallèlement aux travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose, du projet de la phase 2 à Buzzard, du projet Oda et du projet Fenja;
- l'attente selon laquelle le retour à une cadence de production normale se fera graduellement au champ White Rose;
- l'objectif de la Société d'exploiter ses raffineries selon des taux d'utilisation optimaux afin d'assurer la fiabilité des opérations de soutirage et de garantir les prix obtenus pour une partie de la production du secteur Sables pétrolifères, et l'intention de Suncor de continuer de tabler sur la force de la marque Petro-Canada pour accroître les volumes de ventes et ses produits non liés

au pétrole par l'entremise de son réseau de dépanneurs et de lave-autos;

- les nouvelles ententes de transport et de stockage qui sont actuellement évaluées et le programme de négociation de titres adossés à des actifs qui est actuellement élaboré;
- les attentes concernant le projet d'extension ouest de White Rose, notamment que l'estimation initiale de l'exploitant selon laquelle les premiers barils de pétrole seraient produits en 2022, que ce dernier devrait fournir de nouvelles informations à ce sujet au premier semestre de 2019 et que la quote-part de la production qui reviendra à la Société, à cadence maximale, est estimée à 20 000 b/j;
- les plans concernant les projets et les initiatives auxquels les dépenses en immobilisations devraient être affectées en 2019 dans le secteur Sables pétrolifères, à Syncrude, à Fort Hills, ainsi que dans les secteurs E&P et R&C, et l'incidence prévue de ces projets et initiatives;
- l'attente selon laquelle les plateformes de puits en conception et en construction permettront d'assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir, à mesure que la production des plateformes de puits existantes fléchira.

Le calendrier, la durée et les conséquences prévues des travaux de maintenance planifiés en ce qui a trait aux éléments suivants :

- les travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères et les travaux de révision devant être exécutés à Firebag et à Fort Hills au deuxième trimestre de 2019, les travaux de maintenance des installations de cokéfaction de Syncrude ainsi que les travaux de maintenance portant sur l'usine de valorisation 2 aux troisième et quatrième trimestres de 2019 et les travaux de maintenance planifiés portant sur les installations de Fort Hills au quatrième trimestre de 2019;
- les travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux semaines qui devraient être entrepris à Terra Nova au deuxième trimestre de 2019;
- le fait qu'un programme de maintenance moins intensif est prévu pour le secteur R&C en 2019 après la réalisation d'importants travaux de révision en 2018 et qu'il portera essentiellement sur certaines unités dans chacune des raffineries, notamment les travaux de révision d'une durée de deux semaines devant être exécutés à la raffinerie de Commerce City au premier trimestre de 2019; les travaux de révision d'une durée de huit semaines qui devraient être exécutés à la raffinerie de Sarnia; les travaux de révision d'une durée de six semaines qui devraient débiter à la raffinerie de

Montréal au deuxième trimestre de 2019; les travaux de révision planifiés d'une durée de six semaines qui devraient débiter à la raffinerie d'Edmonton au troisième trimestre de 2019 et se poursuivre jusqu'au quatrième trimestre de 2019.

Autres éléments :

- la sensibilité aux facteurs économiques;
- la priorité accordée par la Société à la redistribution de valeur aux actionnaires, les déclarations au sujet du programme de rachat d'actions de la Société et le fait que la Société croit en sa capacité soutenue à générer des flux de trésorerie et à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière, sa situation financière, sa liquidité ou ses sources de financement;
- le programme de dépenses en immobilisation de 4,9 G\$ à 5,6 G\$, de Suncor pour 2019 et le fait que la Société estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2019, de même que pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et de fonds obtenus sur les marchés financiers;
- les objectifs de la Société concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont la notation est élevée;
- la priorité que la Société continue d'accorder à la gestion des niveaux d'endettement, compte tenu de ses plans de croissance à long terme et de la volatilité future attendue des prix des marchandises, et le fait qu'elle croit qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait l'aider à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;
- la cible maximale de la direction pour le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation de moins de 3,0 fois;
- les attentes concernant les modifications aux lois et aux politiques gouvernementales.

Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs; le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et le rendement opérationnel des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, E&P et R&C, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs.

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

(notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement).

Les facteurs influant sur les activités du secteur E&P de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes opérationnels inhérents aux activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, 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 de nature politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye attribuable à l'agitation politique dans ce pays; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si la Société vend des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques associés à la mise en valeur et à l'exécution des projets de Suncor et à la mise en service et à l'intégration des nouvelles installations; le risque que des travaux de maintenance réalisés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; le risque que les projets et les initiatives

visant à assurer la croissance des flux de trésorerie ou la réduction des charges d'exploitation (ou les deux) ne donnent pas les résultats escomptés dans les délais prévus ou même jamais; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics, y compris les avis de nouvelle cotisation d'impôts, l'imposition de frais, de redevances, de droits de douane, de droits, de tarifs, de quotas ou d'autres coûts liés à la conformité imposés par le gouvernement, ou des changements apportés à ceux-ci, et les réductions de la production obligatoires imposées par le gouvernement et les changements apportés à celles-ci; les modifications aux lois et aux politiques gouvernementales qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société, notamment les modifications aux lois relatives à l'environnement (y compris aux changements climatiques), aux redevances et à l'impôt; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; la non-disponibilité des infrastructures de tiers ou des interruptions de celles-ci qui pourraient entraîner des arrêts de production ou faire en sorte que la Société soit incapable d'acheminer ses produits; la survenance de panne opérationnelle prolongée, d'un incident important touchant la sécurité ou l'environnement ou d'imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite d'actes de personnes ou d'organisations mal intentionnées, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; les menaces à la sécurité et les actes terroristes ou les manifestations de militants; le risque que la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements soit insuffisante pour atteindre des objectifs commerciaux concurrents; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des autorisations requises des autorités de réglementation, de tierces parties et de parties intéressées nécessaires aux activités d'exploitation, aux projets, aux initiatives et aux activités de prospection et de mise en valeur de la Société, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor, et la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de ces autorisations; le risque que les activités et les projets de construction soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de ses installations; la capacité de Suncor à découvrir et à mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production

future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt ou d'émettre d'autres titres à des prix acceptables; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'actifs et de passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois relatives aux changements climatiques; les risques liés à l'activisme et à l'opposition publique croissante aux carburants fossiles et aux sables pétrolifères; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'une entreprise, d'un actif ou d'un bien pétrolier ou gazier de Suncor, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction; la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques associés aux partenariats dans lesquels la Société participe; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; le risque que la Société fasse l'objet de litiges; l'incidence de la technologie et les risques liés à l'élaboration et à la mise en place de nouvelles technologies; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, notamment à la rubrique « Facteurs de risque », ainsi que dans la notice annuelle de 2018 de la Société et le formulaire 40-F déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion sont formulés à la date de ce rapport de gestion. À moins que les lois sur les valeurs mobilières applicables ne l'exigent, nous n'assumons aucune obligation de mettre à jour publiquement ou de réviser de quelque autre façon ces énoncés prospectifs ou les risques et hypothèses susmentionnés qui influent sur ces énoncés, que ce soit par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou de la survenance d'événements futurs, ou pour toute autre raison.