

# RAPPORT DE GESTION

Le 1<sup>er</sup> mars 2018

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 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, les rapports annuels et la notice annuelle datée du 1<sup>er</sup> mars 2018 de Suncor (la « notice annuelle de 2017 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au [www.sedar.com](http://www.sedar.com), au [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web, [www.suncor.com](http://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, sociétés de personnes et partenariats, sauf si le contexte exige une interprétation différente. Pour obtenir une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Mises en garde – Abréviations courantes ».

## Table des matières

16	Sommaire des données financières et d'exploitation
19	Aperçu de Suncor
22	Information financière
27	Résultats sectoriels et analyse
42	Analyse des résultats du quatrième trimestre de 2017
44	Données financières trimestrielles
47	Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations
50	Situation financière et situation de trésorerie
55	Méthodes comptables et estimations comptables critiques
59	Facteurs de risque
71	Autres éléments
72	Mises en garde

### Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») et les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada inclus dans la Partie 1 du *Manuel de CPA Canada*.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, sauf indication contraire.

Les informations concernant les activités du secteur Sables pétroliers ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

### Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le rendement du capital investi (le « RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires et les stocks selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation est défini à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Des rapprochements des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers, des charges d'exploitation décaissées de Syncrude et des stocks selon la méthode DEPS, définis à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR », avec les mesures établies conformément aux PCGR sont présentés à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Le RCI, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, les flux de

trésorerie disponibles discrétionnaires, la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

### Conversions des mesures

Les volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi<sup>3</sup>e dans le présent rapport de gestion, en supposant que six kpi<sup>3</sup> équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Conversions des mesures » du présent rapport de gestion.

### Abréviations courantes

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

### Risques et information prospective

Les résultats financiers et d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs décrits à la rubrique « Facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Ces énoncés sont soumis à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion et dans les autres documents d'information de Suncor, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces documents sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Mises en garde – Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion.

# 1. SOMMAIRE DES DONNÉES FINANCIÈRES ET D'EXPLOITATION

## Sommaire des données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017	2016	2015
<b>Produits bruts</b>	<b>32 982</b>	27 072	29 589
Redevances	(931)	(265)	(381)
<b>Produits d'exploitation, déduction faite des redevances</b>	<b>32 051</b>	26 807	29 208
<b>Résultat net</b>	<b>4 458</b>	445	(1 995)
par action ordinaire – de base	2,68	0,28	(1,38)
par action ordinaire – dilué	2,68	0,28	(1,38)
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>3 188</b>	(83)	1 465
par action ordinaire – de base	1,92	(0,05)	1,01
<b>Fonds provenant de l'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>9 139</b>	5 988	6 806
par action ordinaire – de base	5,50	3,72	4,71
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>8 966</b>	5 680	6 884
par action ordinaire – de base	5,40	3,53	4,76
<b>Dividendes versés sur les actions ordinaires</b>	<b>2 124</b>	1 877	1 648
par action ordinaire – de base	1,28	1,16	1,14
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – de base	1 661	1 610	1 446
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – dilué	1 665	1 612	1 447
<b>RCI<sup>1)</sup> (%)</b>	<b>6,7</b>	0,4	0,5
<b>RCI<sup>1)</sup>, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)</b>	<b>8,6</b>	0,5	0,6
<b>Dépenses en immobilisations<sup>2)</sup></b>	<b>5 822</b>	5 986	6 220
De maintien	2 916	2 275	2 602
De croissance	2 906	3 711	3 618
<b>Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires<sup>1)</sup></b>	<b>4 056</b>	1 797	2 556
<b>État de la situation financière (au 31 décembre)</b>			
Total de l'actif	89 494	88 702	77 527
Dettes à long terme <sup>3)</sup>	13 443	16 157	14 556
Dettes nettes	12 907	14 414	11 254
Total du passif	44 111	44 072	38 488

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

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

3) Compte tenu de la tranche courante de la dette à long terme.

## Sommaire des données d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Volumes de production (kbep/j)			
Sables pétrolifères	563,7	504,9	463,4
Exploration et production	121,6	117,9	114,4
Total	685,3	622,8	577,8
Composition de la production			
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	100/0	99/1	99/1
Prix de vente moyen obtenu <sup>1)</sup> (\$/bep)			
Sables pétrolifères	54,24	39,97	48,78
Syncrude	66,05	56,38	59,74
Exploration et production	66,20	53,34	60,53
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	441,2	428,6	432,1
Taux d'utilisation des raffineries <sup>2)</sup> (%)			
Est de l'Amérique du Nord	93	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord	98	94	93
	96	93	94

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

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

**Sommaire des résultats sectoriels**

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
<b>Résultat net</b>			
Sables pétrolifères	1 009	(1 149)	(856)
Exploration et production	732	190	(758)
Raffinage et commercialisation	2 658	1 890	2 306
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	59	(486)	(2 687)
<b>Total</b>	<b>4 458</b>	<b>445</b>	<b>(1 995)</b>
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>			
Sables pétrolifères	954	(1 109)	(111)
Exploration et production	746	10	7
Raffinage et commercialisation	2 164	1 890	2 274
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(676)	(874)	(705)
<b>Total</b>	<b>3 188</b>	<b>(83)</b>	<b>1 465</b>
<b>Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation<sup>1)</sup></b>			
Sables pétrolifères	4 738	2 669	2 835
Exploration et production	1 725	1 313	1 386
Raffinage et commercialisation	2 841	2 606	2 921
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(165)	(600)	(336)
<b>Total</b>	<b>9 139</b>	<b>5 988</b>	<b>6 806</b>
<b>Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation</b>			
Sables pétrolifères	4 287	2 286	2 808
Exploration et production	1 712	1 373	1 708
Raffinage et commercialisation	4 404	3 393	3 227
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(1 437)	(1 372)	(859)
<b>Total</b>	<b>8 966</b>	<b>5 680</b>	<b>6 884</b>

1) Mesure financière 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 bitumineux 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

Nous nous engageons à procurer des rendements soutenus et concurrentiels aux actionnaires en mettant l'accent sur la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations, l'excellence opérationnelle et la croissance rentable à long terme, tout en tablant sur nos 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 extracôticière ciblée qui offre une diversification sur les plans géographique et des flux de trésorerie; une bonne santé financière; une vaste expertise sectorielle; et un engagement ferme en faveur du développement durable. Les principales composantes de la stratégie de Suncor comprennent ce qui suit :

- Exploiter et mettre en valeur nos réserves de manière rentable – Le plan de croissance et de développement de Suncor met de l'avant des projets et des initiatives, comme les projets Fort Hills et Hebron où la production est en phase d'accélération et l'optimisation des actifs de Syncrude, qui devraient assurer la rentabilité à long terme de ses activités. Les importantes réserves à longue durée de vie et l'expertise sectorielle dont jouit la Société dans le secteur des sables pétrolifères ont jeté les fondements de cette croissance. Par ailleurs, les économies d'échelle réalisées par Suncor lui ont permis de se concentrer sur l'essor à court terme de l'industrie des sables pétrolifères par la mise en œuvre de projets d'agrandissement et d'amélioration de l'efficacité à faible coût.
- Optimiser la valeur par l'intégration – 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, des activités extracôticières et des activités en aval, ce qui l'aide à se prémunir contre les effets liés aux écarts de prix du brut provenant de l'Ouest canadien. À un moment où la production en amont s'intensifie, le fait de garantir l'accès aux prix mondiaux par l'intermédiaire des activités de raffinage et du réseau logistique médian permet à la Société de maximiser les profits réalisés sur chaque baril produit en amont.
- Réaliser les coûts unitaires les plus bas de l'industrie dans chaque secteur d'activité – En misant sur l'excellence opérationnelle, Suncor s'efforce de tirer le maximum de ses activités. La réduction des coûts et l'attention constante accordée à l'accroissement de la productivité et de la fiabilité l'aideront à atteindre cet objectif.
- Devenir 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 2017

#### Sommaire des résultats financiers

- En 2017, Suncor a affiché ses meilleurs résultats financiers en plus de trois ans, grâce à l'amélioration du cours de référence du brut et des marges de craquage de référence, à l'établissement de nouveaux records au chapitre de la production et du volume de ventes enregistrés pour 2017 et au maintien des économies réalisées entre 2014 et 2016.
- Les records annuels inscrits en 2017 comprennent une production en amont totalisant 685 300 bep/j, un débit de traitement du brut par les raffineries de 441 200 b/j et des volumes records de ventes en gros et de ventes au détail au Canada.
- La Société a inscrit un bénéfice net de 4,458 G\$ pour 2017, en comparaison de 445 M\$ pour 2016.
- La Société a enregistré un bénéfice d'exploitation<sup>1)</sup> de 3,188 G\$ pour 2017, comparativement à une perte d'exploitation<sup>1)</sup> de 83 M\$ en 2016.

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

- Les fonds provenant de l'exploitation<sup>1)</sup> se sont établis à 9,139 G\$ en 2017, comparativement à 5,988 G\$ en 2016. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 8,966 G\$ en 2017, contre 5,680 G\$ en 2016.

**Les premiers barils de pétrole ont été produits avec succès dans le cadre des deux principaux projets de croissance de Suncor, Fort Hills et Hebron, l'accent étant maintenant mis sur l'accélération sécuritaire et fiable de la production.**

- À Fort Hills, les actifs d'extraction primaire sont entrés en production en 2017 et le premier des trois trains d'extraction secondaire a été mis en service avec succès après la clôture de l'exercice. Le projet a commencé à produire de la mousse de bitume traité au solvant paraffinique et à l'expédier sur le marché, et la production devrait atteindre 90 % de la capacité prévue d'ici la fin de 2018.
- Hebron a produit ses premiers barils de pétrole plus tôt que prévu, et la production continue d'augmenter après des résultats initiaux favorables. À capacité maximale, le projet devrait générer une production de plus de 30 000 b/j, nets pour Suncor, après une phase d'accélération graduelle s'étendant sur plusieurs années.
- Au quatrième trimestre de 2017, les partenaires du projet Fort Hills ont mis fin au litige commercial les opposant et sont parvenus à une entente aux termes de laquelle Suncor et Teck Resources Limited (« Teck ») ont chacune acquis une participation directe supplémentaire dans le projet Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd. (« Total »). Aux termes de l'entente, qui a été conclue le 21 décembre 2017, la quote-part de Suncor dans le projet a été portée à 53,06 % à la fin de 2017 et a encore augmenté de 0,49 % après la clôture de l'exercice.

**La production du secteur Sables pétrolifères s'est accrue pour atteindre 563 700 b/j en 2017, en comparaison de 504 900 b/j en 2016, ce qui représente un nouveau record de production annuelle.**

- La production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 429 400 b/j en 2017, et le taux de fiabilité des installations de valorisation s'est chiffré à 91 %. En 2016, la production s'était chiffrée à 374 800 b/j et reflétait les répercussions des feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray.
- Les charges d'exploitation décaissées par baril<sup>1)</sup> du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 23,80 \$ en 2017, comparativement à 26,50 \$ en 2016, atteignant ainsi leur niveau le plus bas depuis plus d'une décennie. Cette diminution est principalement

attribuable à l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères, conjugué à la capacité de la Société à maintenir les réductions de coûts réalisées au cours des dernières années.

- Le taux de fiabilité des installations de Syncrude demeure une priorité, la Société ayant commencé en 2017 à travailler avec les autres propriétaires du projet sur un cadre qui permettra de réduire les coûts d'exploitation, d'accroître la performance et de mettre en place des synergies régionales. En 2017, le bitume provenant de MacKay River a été traité aux installations de valorisation de Syncrude, tandis que le secteur Sables pétrolifères a pris en charge les volumes de production de pétrole intermédiaire de Syncrude afin de faciliter la gestion des stocks, ce qui démontre les synergies possibles entre les deux sociétés.
- Après la clôture de l'exercice, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal Energy Limited (« Mocal ») pour une contrepartie de 730 M\$ US, soit environ 925 M\$, sous réserve des ajustements de clôture. Cette transaction vient accroître la capacité de production de pétrole brut synthétique de 17 500 b/j et porte la participation de la Société à 58,74 %.

**En 2017, la vente d'actifs non essentiels a rapporté à Suncor un produit de 2,1 G\$.**

- En 2017, Suncor a conclu la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada Inc. pour un produit brut de 1,125 G\$ ainsi que la vente de ses participations dans les centrales éoliennes Cedar Point et Ripley pour un produit total de 339 M\$.
- En 2017, Suncor a conclu la vente d'une participation cumulée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew, pour un produit de 503 M\$. L'entente mutuellement bénéfique représente l'investissement commercial le plus important jamais réalisé par les Premières Nations au Canada et démontre l'engagement de Suncor à l'égard du développement durable des ressources en concertation avec la communauté.
- Le produit tiré des ventes d'actifs non essentiels a été ajouté au produit de l'émission de billets non garantis de premier rang à 4,00 % totalisant 750 M\$ US et échéant en 2047 et a servi à rembourser par anticipation une tranche de plus de 3,0 G\$ de la dette à long terme qui devait arriver initialement à échéance en 2018. La diminution nette de la dette à long terme devrait permettre de réduire les coûts de financement futurs en plus de fournir une souplesse financière accrue.

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

**Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a cumulé plusieurs nouveaux records en 2017 et atteint un taux d'utilisation moyen des raffineries de 96 %.**

- Le débit de traitement du brut a atteint un niveau record de 441 200 b/j en 2017, en comparaison de 428 600 b/j pour l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à l'amélioration de la fiabilité observée en 2017 et a permis à la Société de tirer parti de l'amélioration du contexte commercial.
- Grâce à la forte demande de produits, le secteur R&C a établi de nouveaux records au chapitre des volumes de ventes enregistrés dans son réseau de ventes en gros et son réseau de ventes au détail au Canada.

**Le secteur Exploration et production (« E&P ») a dégagé d'excellents résultats en 2017 et continue d'examiner les occasions de développement à faible coût qui s'offrent à lui.**

- La production s'est accrue pour atteindre 121 600 bep/j en 2017, comparativement à 117 900 bep/j en 2016, grâce principalement à la production générée par les travaux de forage de développement menés sur la côte Est du Canada, à la hausse de la production en Libye et aux premiers barils de pétrole produits à Hebron vers la fin de 2017, facteurs qui ont contrebalancé la déplétion naturelle des actifs au Royaume-Uni et sur la côte Est du Canada.
- Les charges d'exploitation ont diminué de 14 %, en raison principalement de l'accent soutenu mis sur la réduction des coûts et du raffermissement du dollar canadien par rapport à la livre sterling, qui a eu pour effet de réduire les charges au Royaume-Uni.
- Le projet d'extension ouest de White Rose a été autorisé au deuxième trimestre de 2017 et les premiers barils de

pétrole sont attendus en 2022. La Société a poursuivi les travaux de mise en valeur du projet Oda en Norvège ainsi que les travaux de conception préalables à l'autorisation du projet de mise en valeur future Rosebank au Royaume-Uni.

**Suncor a continué à redistribuer de la valeur aux actionnaires en 2017 en augmentant les dividendes et en procédant à des rachats d'actions.**

- Les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires<sup>1)</sup>, qui correspondent aux fonds provenant de l'exploitation, moins les dépenses en immobilisations de maintien et les dividendes, ont augmenté pour s'établir à 4,056 G\$ en 2017, en comparaison de 1,797 G\$ en 2016.
- La Société a lancé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») au deuxième trimestre de 2017 et a racheté, aux fins d'annulation, pour 1,413 G\$ de ses actions en 2017.
- La Société a versé des dividendes de 2,124 G\$ en 2017, et a augmenté son dividende par action de 10 % par rapport à l'exercice précédent.
- Après la clôture de l'exercice, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,36 \$ par action ordinaire, ce qui représente une augmentation de 12,5 % par rapport au dividende trimestriel de 2017, ainsi qu'un nouveau programme de rachat d'actions de 2,0 G\$, ce qui démontre une fois de plus la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

1) Mesure financière 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 4,458 G\$ en 2017, en comparaison de 445 M\$ en 2016. 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 2017 et de 2016 comprennent ceux décrits ci-après.

- La Société a comptabilisé un profit de change latent après impôt de 702 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, en comparaison d'un profit de change latent après impôt de 524 M\$ en 2016.
- En 2017, la Société a comptabilisé un profit après impôt combiné de 437 M\$ découlant de la vente de ses activités liées aux lubrifiants et de sa participation 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\$ (76 M\$ avant impôt) 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.
- En 2017, la Société a remboursé une tranche de 3,2 G\$ de sa dette à long terme composée de billets d'un montant en capital totalisant 1,250 G\$ US, de 600 M\$ US et de 700 M\$, qui devaient initialement arriver à échéance en 2018. 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 2016, la Société avait comptabilisé une charge après impôt de 73 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme reprise dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS »).
- 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. En 2016, la Société avait inscrit un profit hors trésorerie après impôt de 6 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés en raison d'une hausse des taux d'intérêt à long terme.
- 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.
- En 2016, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, une charge après impôt de 38 M\$ liée à l'acquisition et à l'intégration de COS.

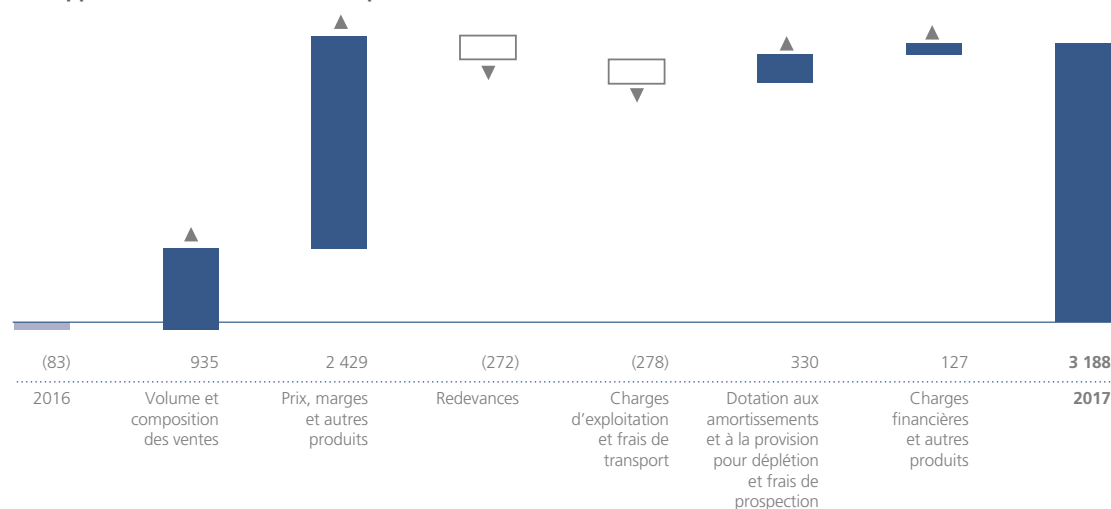
## Résultat d'exploitation

### Rapprochement du résultat d'exploitation consolidé<sup>1)</sup>

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
<b>Résultat net présenté</b>	<b>4 458</b>	445	(1 995)
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(702)	(524)	1 930
Décomptabilisation et pertes de valeur <sup>2)</sup>	—	71	1 599
Profit (perte) sur les swaps de taux d'intérêt	20	(6)	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>3)</sup>	(124)	(180)	17
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme	28	73	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de COS	—	38	—
Charges de restructuration <sup>4)</sup>	—	—	57
Comptabilisation d'un produit d'assurance <sup>5)</sup>	(55)	—	(75)
Profit sur cessions importantes <sup>6)</sup>	(437)	—	(68)
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>3 188</b>	(83)	1 465

- 1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) En 2015, la Société a comptabilisé, à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation, des pertes de valeur après impôt de 359 M\$ pour White Rose, de 331 M\$ pour Golden Eagle et de 54 M\$ pour Terra Nova, en raison essentiellement de l'incidence de la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut. De plus, elle a comptabilisé des pertes de valeur de 290 M\$ à l'égard du projet minier Joslyn et de 54 M\$ à l'égard du puits de Ballicatters, en raison de l'incertitude entourant le moment et la probabilité de réalisation des plans de mise en valeur, ainsi qu'une perte de valeur de 96 M\$ dans le secteur Sables pétrolifères, à la suite d'un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec les stratégies de croissance de Suncor et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière. En 2015, en raison de l'interruption de la production en Libye découlant de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation, de la montée de l'agitation politique et de l'incertitude croissante concernant la reprise du cours normal des activités de la Société dans ce pays, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 415 M\$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.
- 3) En 2015, la Société a comptabilisé une charge d'impôt différé de 423 M\$ liée à une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta. De plus, en 2015 également, elle a comptabilisé, dans le secteur E&P, un produit d'impôt différé de 406 M\$ lié à une baisse du taux d'impôt au Royaume-Uni de 62 % à 50 %.
- 4) En 2015, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, des charges de restructuration après impôt de 57 M\$ liées aux mesures de réduction des coûts.
- 5) En 2015, Suncor a comptabilisé, dans le secteur E&P, un produit d'assurance après impôt de 75 M\$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova.
- 6) En 2015, la Société a comptabilisé, du secteur R&C, un profit après impôt de 68 M\$ à la cession de sa quote-part dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy.

### Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation consolidé (en millions de dollars)<sup>1)</sup>



- 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 3,188 G\$ en 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 83 M\$ pour l'exercice précédent. Cette amélioration est principalement attribuable à une importante 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, notamment un nouveau record annuel de ventes dans les secteurs de la vente en gros et de la vente au détail au Canada. 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 hausse des redevances et par l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants. Le résultat d'exploitation de l'exercice précédent s'était fortement ressenti de l'interruption de la production qu'avaient entraînée les feux de forêt dans la région de Fort McMurray, tandis que le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé reflète les répercussions défavorables importantes de l'incident survenu à une installation de Syncrude au cours du premier trimestre de 2017.

#### Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation consolidés se sont établis à 9,139 G\$ en 2017, en comparaison de 5,988 G\$ en 2016, et, si l'on ne tient pas compte de l'incidence des charges hors trésorerie liées principalement à la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, 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 chiffrés à 8,966 G\$ en 2017, contre 5,680 G\$ en 2016.

#### Comparaison des résultats de 2016 avec ceux de 2015

La Société a inscrit un bénéfice net de 445 M\$ en 2016, en comparaison d'une perte nette de 1,995 G\$ en 2015. La

baisse du résultat 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 2016 et 2015 et qui sont indiqués dans le tableau ci-dessus.

Suncor a inscrit une perte d'exploitation de 83 M\$ en 2016, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1,465 G\$ en 2015. Ce recul est principalement attribuable à la diminution des prix obtenus en amont, à l'incidence de l'interruption de la production qu'ont entraînée les feux de forêt dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016 et à la diminution des marges de craquage de référence. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une diminution des charges d'exploitation à l'échelle de la Société, par la comptabilisation d'un profit lié à la méthode PEPS pour les activités en aval tandis qu'une perte avait été comptabilisée pour l'exercice précédent, par l'élargissement des écarts liés à l'emplacement pour les produits raffinés et par l'accroissement de la production du secteur E&P. L'importante hausse de la production provenant de Syncrude qui a résulté de l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016 ainsi que l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation au deuxième semestre de l'exercice ont été contrebalancées par l'augmentation des charges d'exploitation et de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion qui a découlé de la hausse de la production ainsi que par l'interruption de la production causée par les feux de forêt.

Les fonds provenant de l'exploitation consolidés se sont établis à 5,988 G\$ en 2016, en comparaison de 6,806 G\$ en 2015. 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 5,680 G\$ en 2016, contre 6,884 G\$ en 2015.

## 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	2017	2016	2015
Pétrole brut WTI à Cushing (\$ US/b)	50,95	43,35	48,75
Pétrole brut Brent daté (\$ US/b)	54,25	43,75	52,40
Écart de prix Brent daté/Maya FOB (\$ US/b)	7,70	7,50	9,50
MSW à Edmonton (\$ CA/b)	63,20	51,90	57,60
WCS à Hardisty (\$ US/b)	38,95	29,55	35,25
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty (\$ US/b)	11,95	13,85	13,50
Condensat à Edmonton (\$ US/b)	51,55	42,50	47,35
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	2,15	2,15	2,65
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta (\$ CA/MWh)	22,15	18,20	33,40
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup> (\$ US/b)	17,70	14,05	19,70
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup> (\$ US/b)	16,30	12,60	18,50
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup> (\$ US/b)	22,15	16,50	25,15
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup> (\$ US/b)	17,65	13,40	18,35
Taux de change (\$ US/\$ CA)	0,77	0,75	0,78
Taux de change à la fin de la période (\$ US/\$ CA)	0,80	0,74	0,72

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. Le prix du WTI a augmenté pour s'établir à 50,95 \$ US/b en 2017, en comparaison de 43,35 \$ US/b en 2016.

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 pour s'établir à 63,20 \$/b, en comparaison de 51,90 \$/b en 2016, et le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour s'établir à 38,95 \$ US/b, en comparaison de 29,55 \$ US/b en 2016.

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.

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. Le cours du pétrole brut Brent a augmenté par rapport à l'exercice précédent pour s'établir en moyenne à 54,25 \$ US/b en 2017, en comparaison de 43,75 \$ US/b en 2016.

Le prix obtenu par Suncor pour la production de gaz naturel d'E&P Canada est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le gaz naturel est également utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de la Société et pour ses activités de raffinage. Le prix de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,15 \$ le kpi<sup>3</sup> tant en 2017 qu'en 2016.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées par les marges de craquage 3-2-1, 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 du distillat, et par les écarts de prix léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. 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 du brut, tandis que les marges de raffinage

réelles sont établies d'après la méthode PEPS, selon laquelle il existe un délai entre le moment de l'achat de la charge d'alimentation et le moment où celle-ci est traitée et vendue à un tiers. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, de même que par la configuration de la raffinerie et les marchés de vente des produits raffinés qui lui sont propres. Les marges de craquage moyennes du marché ont augmenté en 2017 par rapport à 2016, ce qui a eu une incidence favorable sur les marges de raffinage.

Le surplus d'électricité produit par le secteur Sables pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), 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 22,15 \$/MWh en 2017, comparativement à 18,20 \$/MWh en 2016.

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 2017, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant augmenté pour passer de 0,75 à 0,77, ce qui a eu une incidence défavorable sur les prix obtenus par la Société en 2017.

À l'inverse, bon nombre d'actifs et de passifs de Suncor, notamment 65 % de sa dette, sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de

Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet de diminuer le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.

#### Sensibilités économiques<sup>1)2)</sup>

Le tableau qui suit illustre l'effet estimatif que les variations de certains facteurs auraient eu sur le résultat net et les fonds provenant de l'exploitation de 2017 si les changements indiqués s'étaient produits.

(Variation estimée, en millions de dollars)	Résultat net	Fonds provenant de l'exploitation <sup>3)</sup>
Pétrole brut +1,00 \$ US/b	195	195
Gaz naturel +0,10 \$ CA/kpi <sup>3</sup>	(20)	(20)
Écart léger/lourd +1,00 \$ US/b	2	2
Marges de craquage 3-2-1 +1,00 \$ US/b	130	130
Change +0,01 \$ US/\$ CA pour les activités d'exploitation <sup>4)</sup>	(170)	(170)
Incidence du change sur la dette libellée en dollars américains +\$0,01 \$ US/\$ CA	130	—

- 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 bitumineux 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 unités de cogénération et les installations liées à l'énergie et à la remise en état.
  - **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 et l'infrastructure liée au bitume chaud, y compris des pipelines isolés, des canalisations permettant d'importer du diluant et des installations de refroidissement et de mélange du bitume, de même que des actifs de stockage connexes, tels que les activités liées au Parc de stockage Est de Suncor propres aux activités *in situ*. Les activités *in situ* comprennent également des occasions de mise en valeur (par la voie de diverses participations directes) 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 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.

- Le secteur **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprend la participation de 53,55 % de la Société dans le projet d'exploitation minière Fort Hills, pour lequel elle agit à titre d'exploitant. La participation de la Société dans Fort Hills, qui était auparavant de 50,8 %, a augmenté à la suite de l'entente de résolution du litige commercial concernant le financement du projet qui opposait les partenaires. Le 21 décembre 2017, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 2,26 % aux termes de l'entente, de sorte que sa quote-part dans le projet avait été portée à 53,06 % au 31 décembre 2017. Le 20 février 2018, la Société a acquis une participation supplémentaire de 0,49 % dans le projet Fort Hills, aux termes de la même entente de règlement qui avait mis fin au litige commercial. Le projet Fort Hills comprend la mine, les installations d'extraction primaire et secondaire ainsi que l'infrastructure de soutien.

Le Parc de stockage Est a fait l'objet de travaux d'agrandissement en juillet 2017 afin de soutenir les activités de production de Fort Hills. Les nouvelles installations agrandies où est mélangés le bitume de Fort Hills pour le compte de Suncor et des coentrepreneurs du projet sont désignées comme le « projet d'agrandissement du Parc de stockage Est ».

Le 22 novembre 2017, la Société a conclu la cession d'une participation directe cumulée de 49 % dans le nouveau projet d'agrandissement du Parc de stockage Est à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères comprend également la participation directe de 58,74 % de Suncor dans les installations d'exploitation, d'extraction et de valorisation des sables pétrolifères de Syncrude, qui s'établissait auparavant à 53,74 % et a augmenté après la clôture de l'exercice 2017 par suite de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % auprès de Mocal. Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères comprend également des baux miniers visant des sites non aménagés.

## 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 Amérique du Nord, 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 20,0 % dans le projet de base et participation de 19,190 % dans l'unité du projet 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 %). Suncor détient également des participations dans plusieurs autres permis d'exploration au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Pour l'exercice 2017, E&P Canada comprenait également les participations directes de Suncor dans des biens productifs de gaz naturel situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique, Suncor ayant accepté de céder ces biens à Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») après la clôture de l'exercice 2017 en échange d'une participation de 37 % dans celle-ci. La transaction devrait se conclure 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 (30 %) et dans le projet Oda (30 %). Les trois premiers projets sont menés dans la portion britannique de la mer du Nord, tandis que le projet Oda et le projet Fenja sont menés dans la portion norvégienne de la mer du Nord. Suncor détient également des participations dans plusieurs autres permis d'exploration au large du Royaume-Uni et de la 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. La production demeure interrompue dans certains de ces champs pétrolifères en raison de l'agitation politique dans ce pays, et on ne peut déterminer avec certitude à quel moment les activités 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. Les activités de la Société en Syrie ont été suspendues indéfiniment en 2011, en raison de l'agitation politique dans le pays. Après la clôture de l'exercice, la Société a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 17,5 % dans le projet de

mise en valeur Fenja au large de la Norvège, la clôture de la transaction étant prévue au deuxième trimestre de 2018.

## 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 de raffineries situées à Montréal (Québec) et à Sarnia (Ontario). Auparavant, Suncor exploitait une usine de lubrifiants située à Mississauga (Ontario), qui fabriquait et mélangeait des produits commercialisés à l'échelle mondiale. Suncor a vendu ses activités liées aux lubrifiants le 1<sup>er</sup> février 2017.
  - Les activités menées dans **l'ouest de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation de raffineries situées à Edmonton (Alberta) et 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 la bannière Petro-Canada au Canada et sous la bannière Sunoco au Colorado, 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, soit Adelaide, Chin Chute, Magrath et Sunbridge. Suncor détenait auparavant des participations dans les centrales éoliennes Cedar Point (50 %) et Ripley (50 %), qui ont toutes deux été vendues en 2017.
- 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.

## SABLES PÉTROLIFÈRES

### Faits saillants de 2017

- À Fort Hills, les actifs d'extraction primaire sont entrés en production en 2017 et le premier des trois trains d'extraction secondaire a été mis en service avec succès après la clôture de l'exercice. La production de bitume issue du traitement de la mousse au solvant paraffinique est à présent mélangée et acheminée jusqu'aux marchés, et Fort Hills devrait atteindre une capacité de production de 90 % d'ici la fin de 2018.
- La production du secteur Sables pétrolifères s'est accrue pour atteindre 429 400 b/j en 2017, contre 374 800 b/j en 2016, ce qui s'explique par l'incidence qu'avaient eue les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray en 2016 et par l'amélioration de la fiabilité enregistrée en 2017, partiellement contrebalancées par l'augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés en 2017. Le taux d'utilisation des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 91 % en 2017, en comparaison de 74 % en 2016.
- L'accent soutenu mis sur la fiabilité de l'exploitation et la gestion des coûts a permis à Suncor de réduire de 10 % les charges d'exploitation par baril de son secteur Sables pétrolifères, les faisant ainsi passer de 26,50 \$/b en 2016

à 23,80 \$/b en 2017, soit leur niveau le plus bas depuis plus d'une décennie.

- Suncor a conclu la vente d'une participation cumulée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew, pour un produit de 503 M\$, ce qui démontre l'engagement de Suncor à l'égard du développement durable des ressources en concertation avec la communauté.
- Après la clôture de l'exercice, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal pour une contrepartie de 730 M\$ US, soit environ 925 M\$, sous réserve des ajustements de clôture. Cette acquisition vient accroître la capacité de production de pétrole brut synthétique de 17 500 b/j et porte la participation de la Société à 58,74 %.

### Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le secteur Sables pétrolifères a constitué un important portefeuille d'immobilisations corporelles lui permettant d'accroître la production par la réalisation de projets peu coûteux de désengorgement, d'agrandissement et d'amélioration de la fiabilité. Le taux de fiabilité des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères s'est élevé à 91 % en 2017, et le taux d'utilisation des installations de Firebag s'établissait à près de 100 % à la clôture de l'exercice, à la suite de la réalisation du premier programme de travaux de révision d'envergure d'une durée de cinq ans portant sur les installations centrales agrandies, achevé vers la mi-année.

En janvier 2018, la production de bitume issue du traitement de la mousse au solvant paraffinique a débuté au projet Fort Hills, et la cadence de production s'accélère comme prévu pour atteindre 90 % de la capacité nominale de 194 000 b/j (103 900 b/j nets pour Suncor) d'ici la fin de 2018. Avant la mise en production du bitume, la Société a mené des essais de production dans la partie initiale de l'usine en 2017 afin d'atténuer le risque associé à l'accélération de la production en 2018, essais qui ont abouti à la production de mousse de bitume. La production de mousse de bitume a été traitée ultérieurement par le secteur Sables pétrolifères et incluse dans la production de pétrole brut synthétique produits en 2017.

Les activités du secteur Sables pétrolifères demeurent axées sur une exploitation sécuritaire, fiable et durable, de sorte qu'il faut continuer à améliorer le taux de fiabilité des installations de valorisation et poursuivre les travaux de remplacement des chaudières à coke à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères afin d'obtenir la meilleure rentabilité et la plus faible intensité carbonique possible. 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.

Sur le plan de la gestion des coûts et de la gestion rigoureuse des dépenses, la priorité de la Société en 2018 consistera à poursuivre les efforts visant à réduire de façon durable les charges d'exploitation contrôlables grâce à l'élimination des activités non essentielles et au maintien

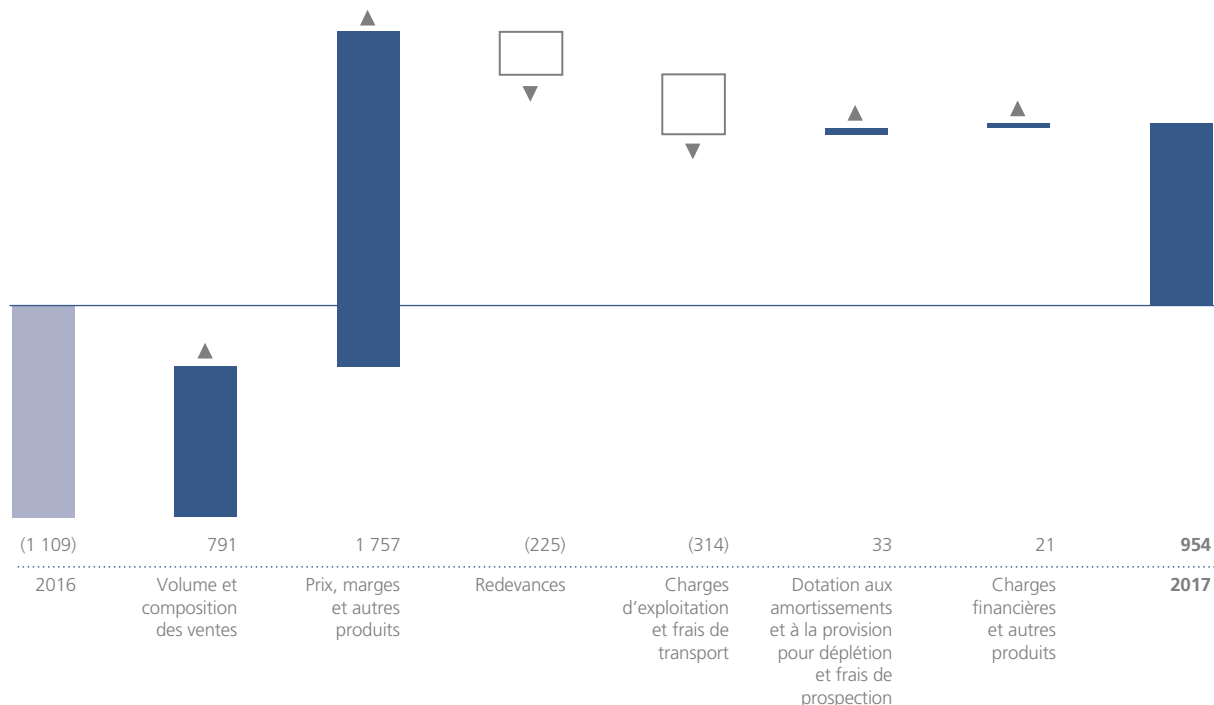
d'une collaboration avec les fournisseurs et les coentreprises. Les mesures de gestion des dépenses resteront axées sur la gestion des possibilités d'investissement, compte tenu de ses priorités en matière de développement durable, au moyen d'un processus rigoureux de mise en valeur des actifs, ainsi que sur les gains de productivité découlant des travaux de révision.

### Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Produits bruts	13 137	9 522	9 332
Moins les redevances	(355)	(52)	(114)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	12 782	9 470	9 218
Résultat net	1 009	(1 149)	(856)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Produit d'assurance	(55)	—	—
Décomptabilisation et pertes de valeur	—	40	386
Incidence de l'ajustement du taux d'impôt sur l'impôt différé	—	—	359
Résultat d'exploitation <sup>1)</sup>	954	(1 109)	(111)
<i>Sables pétrolifères</i>	1 040	(1 135)	(33)
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	(86)	26	(78)
Fonds provenant de l'exploitation <sup>1)</sup>	4 738	2 669	2 835

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)<sup>1)</sup>



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 Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 1,040 G\$ en 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,135 G\$ en 2016. Cette amélioration est principalement attribuable à l'augmentation des cours de référence du brut, à la hausse des volumes de production et de ventes qui s'explique par l'incidence qu'avaient eue les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray en 2016, et au taux de fiabilité des installations de valorisation de 91 % enregistré en 2017, partiellement neutralisés par le raffermissement du dollar canadien et par la hausse des redevances.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 86 M\$ en 2017, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 26 M\$ en 2016. Ce recul est principalement attribuable à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017 et à la hausse des coûts de maintenance et des redevances qui en a découlé, partiellement contrebalancés par la hausse des cours de référence et par l'accroissement de la production totale.

Les fonds provenant de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 4,738 G\$ en 2017, en comparaison de 2,669 G\$ en 2016. Cette augmentation est attribuable aux mêmes facteurs qui ont eu une incidence sur la trésorerie et qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

#### Volumes de production <sup>1)</sup>

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2017	2016	2015
Produits valorisés (pétrole brut synthétique)	317,7	258,9	320,1
Bitume non valorisé	111,7	115,9	113,5
Secteur Sables pétrolifères	429,4	374,8	433,6
Coentreprises des Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude	134,3	130,1	29,8
Total	563,7	504,9	463,4

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.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est accrue pour atteindre 429 400 b/j en 2017, en comparaison de 374 800 b/j en 2016, en raison surtout de l'incidence qu'avaient eue les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au

cours de l'exercice précédent et de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés aux installations de valorisation en 2017, partiellement contrebalancées par le premier programme de travaux de révision des installations centrales agrandies de Firebag depuis la transition à un cycle de révision de cinq ans et par les travaux de maintenance non planifiés à MacKay River. Le taux de fiabilité des installations de valorisation s'est amélioré pour s'établir à 91 % en 2017, contre 74 % en 2016.

La production du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères, qui comprend la quote-part de Suncor dans la production et le volume des ventes de Syncrude, s'est établie en moyenne à 134 300 b/j en 2017, en comparaison de 130 100 b/j en 2016. Cette augmentation est attribuable aux participations directes supplémentaires acquises au cours du premier semestre de 2016 et à l'incidence qu'avaient eue les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au cours de l'exercice précédent, partiellement contrebalancés par la baisse de la production qui a résulté de l'incident survenu à une installation au premier trimestre de 2017 et par la hausse du volume de travaux de maintenance planifiés des installations de valorisation.

#### Volume et composition des ventes

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2017	2016	2015
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères			
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	107,9	87,3	107,0
Diesel	27,5	21,2	31,3
Pétrole brut synthétique sulfureux	183,6	153,4	182,5
Produits valorisés (pétrole brut synthétique)	319,0	261,9	320,8
Bitume non valorisé	110,6	117,4	107,7
Sables pétrolifères	429,6	379,3	428,5
Coentreprises des Sables pétrolifères	134,3	130,1	29,8
Total	563,9	509,4	458,3

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 429 600 b/j en 2017, en comparaison de 379 300 b/j en 2016, en raison des mêmes facteurs qui ont entraîné l'augmentation du volume de production total.

**Production de bitume provenant des activités d'exploitation**

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<b>Sables pétrolifères – Activités de base</b>			
Production de bitume (kb/j)	305,4	238,0	307,3
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	464,4	351,1	461,3
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,66	0,68	0,67
<b>Production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)</b>			
Firebag	181,5	180,8	186,9
MacKay River	31,1	27,6	30,7
Total de la production <i>in situ</i>	212,6	208,4	217,6
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	518,0	446,4	524,9
<b>Ratio vapeur-pétrole <i>in situ</i></b>			
Firebag	2,7	2,6	2,6
MacKay River	3,1	3,2	2,9

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 518 000 b/j en 2017, en comparaison de 446 400 b/j en 2016. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence qu'avaient eue, sur la production de l'exercice précédent, les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au cours du deuxième trimestre de 2016, de même qu'à l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation en 2017.

**Prix obtenus**

Exercices clos les 31 décembre Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	2017	2016	2015
<b>Sables pétrolifères</b>			
Pétrole brut synthétique et diesel	61,40	49,77	56,45
Bitume	33,60	18,12	25,92
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	54,24	39,97	48,78
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(11,93)	(17,83)	(13,72)
<b>Coentreprises des Sables pétrolifères</b>			
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	66,05	56,38	59,74
Syncrude, par rapport au WTI	(0,12)	(1,42)	(2,76)

Les prix obtenus reflètent l'incidence positive de la hausse des cours de référence du WTI et des écarts de prix favorables du pétrole brut synthétique et du pétrole brut lourd, partiellement contrebalancée par le raffermissement du dollar canadien en 2017, de telle sorte que le prix moyen obtenu par le secteur Sables pétrolifères s'est établi à 54,24 \$/b en 2017, en comparaison de 39,97 \$/b en 2016.

Le prix moyen obtenu par Suncor pour la production de Syncrude a augmenté en 2017 pour s'établir à 66,05 \$/b, en comparaison de 56,38 \$/b en 2016, la hausse des cours de référence du WTI et l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut synthétique ayant été partiellement contrebalancées par le raffermissement du dollar canadien en 2017.

**Redevances**

Les redevances ont été plus élevées en 2017 qu'en 2016, en raison surtout de l'augmentation des prix du bitume, de la hausse des volumes de production et de l'incidence favorable des vérifications des redevances qui avaient été réalisées pour le secteur Sables pétrolifères au cours de l'exercice précédent.

**Charges et autres facteurs**

Les charges d'exploitation de 2017 ont été supérieures à celles de 2016, en raison surtout des coûts d'exploitation et de maintenance plus élevés qui ont été engagés à Syncrude par suite essentiellement de l'incident survenu à une installation au premier trimestre de 2017, de l'augmentation de la participation directe de la Société dans Syncrude en 2017 à la suite de l'acquisition de participations directes

supplémentaires au cours du premier semestre de 2016 et des charges d'exploitation supplémentaires qui ont découlé de l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères, notamment une hausse de la consommation de gaz naturel. Se reporter à la rubrique « Charges d'exploitation décaissées » ci-après pour plus de précisions.

Les frais de transport ont été plus élevés en 2017 qu'en 2016, en raison principalement de l'augmentation du volume des ventes du secteur Sables pétrolifères.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a été moins élevée en 2017 qu'en 2016, en raison d'une diminution globale de la valeur comptable nette des actifs, partiellement contrebalancée par l'augmentation de la quote-part de la dotation aux amortissements et à la provision de Syncrude qui a découlé des participations directes supplémentaires acquises en 2016.

## Charges d'exploitation décaissées

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<b>Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères<sup>1)</sup></b>			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	6 257	5 777	5 220
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(2 195)	(1 749)	(471)
Coûts non liés à la production <sup>2)</sup>	(102)	(136)	(97)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts <sup>3)</sup>	(232)	(197)	(245)
Variations des stocks	1	(63)	—
<b>Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères<sup>1)</sup> (en millions de dollars)</b>	<b>3 729</b>	<b>3 632</b>	<b>4 407</b>
<b>Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères<sup>1)</sup> (\$/b)</b>	<b>23,80</b>	<b>26,50</b>	<b>27,85</b>
<b>Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude<sup>1)</sup></b>			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	2 195	1 749	471
Coûts non liés à la production <sup>2)</sup>	(37)	(31)	(14)
<b>Charges d'exploitation décaissées de Syncrude<sup>1)</sup> (en millions de dollars)</b>	<b>2 158</b>	<b>1 718</b>	<b>457</b>
<b>Charges d'exploitation décaissées de Syncrude<sup>1)</sup> (\$/b)</b>	<b>44,05</b>	<b>35,95</b>	<b>42,00</b>

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

2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, la charge de rémunération fondée sur des actions et les frais de recherche.

3) 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 une unité 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 minéral.

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 23,80 \$/b en 2017, soit leur niveau le plus bas depuis plus d'une décennie, en comparaison de 26,50 \$/b en 2016. Cette diminution est

attribuable à l'accroissement de la production ainsi qu'à la capacité de la Société à maintenir les réductions de coûts réalisées au cours des dernières années. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour se chiffrer à 3,729 G\$, contre 3,632 G\$ en 2016, en raison essentiellement de la hausse de la production et des prélèvements effectués sur les stocks, comparativement à une accumulation de stocks au cours de l'exercice précédent.

En 2017, 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 2016, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions qui a découlé de la plus faible hausse du cours de l'action de la Société au cours de l'exercice écoulé.

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ont été plus élevés que pour l'exercice précédent, en raison de l'accroissement des ventes d'électricité produite par les installations de cogénération et de la hausse de la consommation de gaz naturel non monétaire, qui s'expliquent dans les deux cas par l'augmentation de la production.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont augmenté pour se chiffrer à 44,05 \$ en 2017, en comparaison de 35,95 \$ en 2016, en raison surtout de la hausse des coûts d'exploitation et de maintenance dont il est fait mention ci-dessus. De plus, la quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a augmenté pour s'établir à 2,158 G\$, en comparaison de 1,718 G\$ en 2016, en raison des participations directes supplémentaires acquises au cours du premier semestre de 2016.

#### Travaux de maintenance planifiés

Les travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères et les travaux de maintenance portant sur les installations de cokéfaction de Syncrude devraient être achevés au deuxième trimestre de 2018. Des travaux de maintenance additionnels portant sur l'usine de valorisation 2 et Syncrude devraient débuter au troisième trimestre de 2018 et être achevés au début du quatrième trimestre de 2018. Les prévisions de la Société pour 2018 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

## EXPLORATION ET PRODUCTION

### Faits saillants de 2017

- À Hebron, les premiers barils de pétrole ont été produits plus tôt que prévu, au quatrième trimestre de 2017.
- La production du secteur E&P a augmenté pour atteindre 121 600 bep/j, en comparaison de 117 900 bep/j en 2016,

la production générée par les travaux de forage de développement portant sur les actifs de la côte Est du Canada et la production en Libye ayant compensé la déplétion naturelle des actifs au Royaume-Uni et sur la côte Est du Canada.

- Les charges d'exploitation ont diminué de 14 % en raison de l'accent soutenu mis sur les mesures de réduction des coûts et du raffermissement du dollar canadien, qui a eu pour effet de réduire les charges au Royaume-Uni.
- Le projet d'extension ouest de White Rose a été autorisé au deuxième trimestre de 2017. Suncor est un partenaire non-exploitant qui détient une participation directe combinée d'environ 26 %. Les premiers barils de pétrole sont attendus en 2022, et la quote-part revenant à la Société de la production maximale devrait s'établir à 20 000 bep/j.

### Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le secteur Exploration et production 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. Suncor examine actuellement les possibilités d'exploration et de mise en valeur qui s'offrent à elle au large de la côte Est du Canada, au large de la Norvège, et au projet de mise en valeur Fenja, aussi en Norvège, sous réserve de la clôture de l'acquisition par la Société, et dans la portion britannique de la mer du Nord afin de diversifier et de réduire le coût de sa production de pétrole conventionnel.

À Hebron, les premiers barils de pétrole ont été produits plus tôt que prévu, vers la fin de 2017. Les travaux de forage se poursuivront en 2018 en vue d'accroître la cadence de production pour la porter à une capacité maximale estimative de plus de 30 000 b/j, nets pour Suncor, après une phase d'accélération graduelle s'étendant sur plusieurs années.

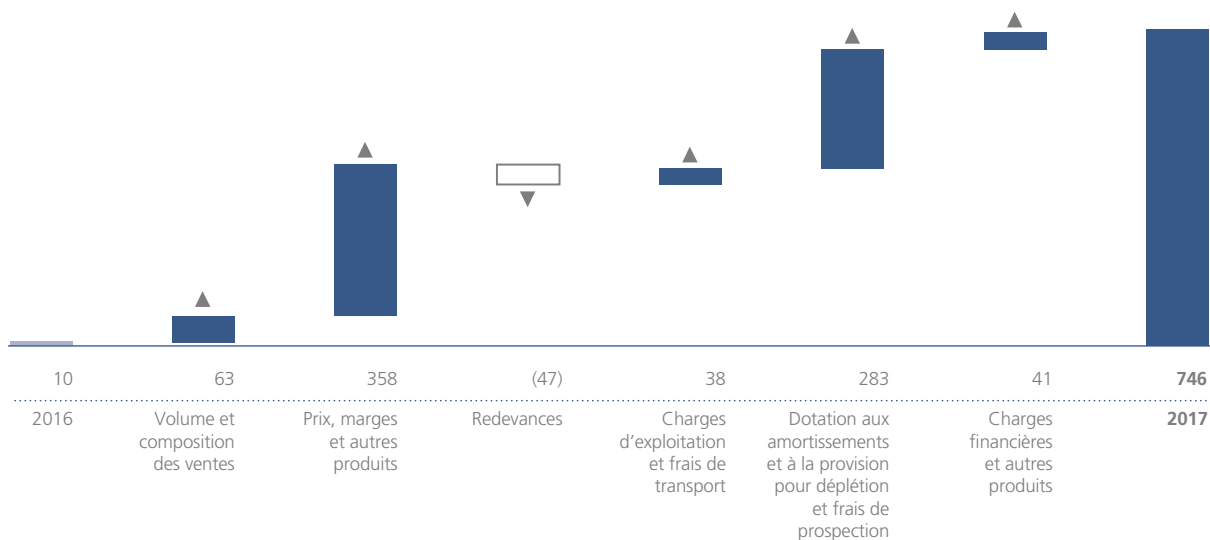
La Société mène également des activités de mise en valeur au large de la côte Est du Canada et du Royaume-Uni, qui visent à agrandir les installations et infrastructures existantes en vue d'accroître la production et de prolonger la vie productive des champs existants. Ces activités devraient se poursuivre en 2018, parallèlement aux travaux de mise en valeur liés au projet Oda, en Norvège, et au projet de mise en valeur Fenja, aussi en Norvège, sous réserve de la clôture de l'acquisition par la Société, et aux travaux de conception préalables à l'autorisation du futur projet de mise en valeur Rosebank, au Royaume-Uni.

## Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Produits bruts <sup>1)</sup>	3 177	2 432	2 541
Moins les redevances <sup>1)</sup>	(266)	(201)	(196)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 911	2 231	2 345
Résultat net	732	190	(758)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	14	(180)	(373)
Pertes de valeur	—	—	1 213
Produit d'assurance	—	—	(75)
Résultat d'exploitation <sup>2)</sup>	746	10	7
<i>E&amp;P Canada</i>	159	(58)	(14)
<i>E&amp;P International</i>	587	68	21
Fonds provenant de l'exploitation <sup>2)</sup>	1 725	1 313	1 386

- 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) 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)<sup>1)</sup>



- 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 Canada a inscrit un bénéfice d'exploitation de 159 M\$ en 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 58 M\$ en 2016. Cette amélioration est principalement attribuable à l'augmentation des prix obtenus qui a découlé de la hausse des cours de référence du brut, à la baisse des frais de prospection et à la diminution des charges d'exploitation, partiellement contrebalancées par la hausse des redevances.

Le secteur E&P International a inscrit un bénéfice d'exploitation de 587 M\$ en 2017, en comparaison de 68 M\$ en 2016. Cette augmentation est principalement attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, à la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, à la hausse de la production en Libye et à la baisse des charges d'exploitation.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,725 G\$ en 2017, contre 1,313 G\$ en 2016. Cette

augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, à l'exception de la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et de la baisse des frais de prospection.

### Volumes de production

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<b>E&amp;P Canada</b>			
Terra Nova (kb/j)	11,5	12,4	13,5
Hibernia (kb/j)	28,5	26,8	18,1
White Rose (kb/j)	11,4	10,9	12,2
Hebron (kb/j)	0,4	—	—
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	1,9	2,8	3,2
	<b>53,7</b>	<b>52,9</b>	<b>47,0</b>
<b>E&amp;P International</b>			
Buzzard (kbep/j)	43,8	46,0	49,8
Golden Eagle (kbep/j)	19,6	18,6	14,8
Royaume-Uni (kbep/j)	63,4	64,6	64,6
Libye (kb/j) <sup>1)</sup>	4,5	0,4	2,8
	<b>67,9</b>	<b>65,0</b>	<b>67,4</b>
Production totale (kbep/j)	<b>121,6</b>	<b>117,9</b>	<b>114,4</b>
Composition de la production (liquides/gaz) (%)	<b>97/3</b>	<b>96/4</b>	<b>96/4</b>
Volume des ventes total (kbep/j)	<b>120,8</b>	<b>119,3</b>	<b>110,6</b>

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 53 700 bep/j en 2017, en comparaison de 52 900 bep/j en 2016, la production générée par les travaux de forage de développement aux installations existantes ayant plus que compensé la déplétion naturelle.

La production d'E&P International a augmenté pour s'établir à 67 900 bep/j en 2017, en comparaison de 65 000 bep/j en 2016, en raison de la hausse de la production en Libye, partiellement contrebalancée par la baisse de la production à Buzzard qui a résulté de la déplétion naturelle et de l'interruption de service du pipeline d'un tiers vers la fin de l'exercice.

### Prix obtenus

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<b>Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances</b>			
<b>Exploration et production</b>			
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	<b>69,14</b>	57,37	62,87
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>1,77</b>	1,71	1,78
E&P International (\$/bep)	<b>65,46</b>	52,07	61,44
Prix moyen d'E&P (\$/bep)	<b>66,20</b>	53,34	60,53

Les prix moyens obtenus en 2017 pour la production de pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont été plus élevés qu'en 2016, en raison de l'augmentation des cours de référence du Brent en 2017, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur les cours de référence en dollars américains.

### Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été moins élevées en 2017 qu'en 2016, en raison principalement de l'accent soutenu mis sur les mesures de réduction des coûts et de l'incidence favorable du change, qui a réduit les charges engagées au Royaume-Uni.

Les frais de prospection ont diminué en 2017 par rapport à l'exercice précédent, en raison du fait que des charges avaient été comptabilisées en 2016 à l'égard de puits improductifs au large de la côte Est du Canada.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a diminué en 2017 par rapport à l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution des taux de déplétion à Buzzard qui a découlé d'une révision à la hausse des estimations des réserves au début de 2017, partiellement contrebalancée par l'augmentation des volumes provenant de la côte Est du Canada.

### 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 quatre semaines qui débuteront au troisième trimestre de 2018. Les répercussions prévues de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2018.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

### Faits saillants de 2017

- Le secteur Raffinage et commercialisation a généré un bénéfice d'exploitation de 2,164 G\$ et des fonds provenant de l'exploitation de 2,841 G\$ en 2017, et il

demeure un volet essentiel du modèle d'affaires intégré de Suncor.

- Le débit de traitement du brut est passé de 428 600 b/j en 2016 à 441 200 b/j en 2017, un niveau record qui permet à la Société de tirer parti de l'amélioration du contexte commercial. Le taux d'utilisation moyen des raffineries s'est établi à 96 % en 2017, comparativement à 93 % en 2016.
- Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour atteindre 530 500 b/j, un volume record de ventes en gros et de ventes au détail ayant été enregistré au Canada.
- Suncor a conclu la vente de ses activités liées aux lubrifiants pour un produit brut de 1,125 G\$ et un profit après impôt de 354 M\$.
- La Société a comptabilisé en 2017 un profit lié à la méthode PEPs de 157 M\$ après impôt, en comparaison d'un profit de 111 M\$ après impôt en 2016.

#### Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Les activités en aval constituent un volet essentiel du modèle d'affaires intégré de Suncor. 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. La Société exploite ses raffineries à cadence optimale afin d'assurer la fiabilité des opérations de soutirage et de garantir les prix obtenus pour une partie de sa production tirée des sables pétrolifères.

Le réseau d'établissements de la bannière Petro-Canada détenus par Suncor continue d'être l'un des plus importants détaillants au chapitre des parts de marché dans les grandes agglomérations urbaines du Canada et l'un des plus importants fournisseurs de produits de brut raffinés par l'intermédiaire des réseaux de vente en gros. Suncor compte continuer de tabler sur la force de la marque pour accroître ses produits non liés au pétrole par l'entremise de son réseau de dépanneurs et de lave-autos.

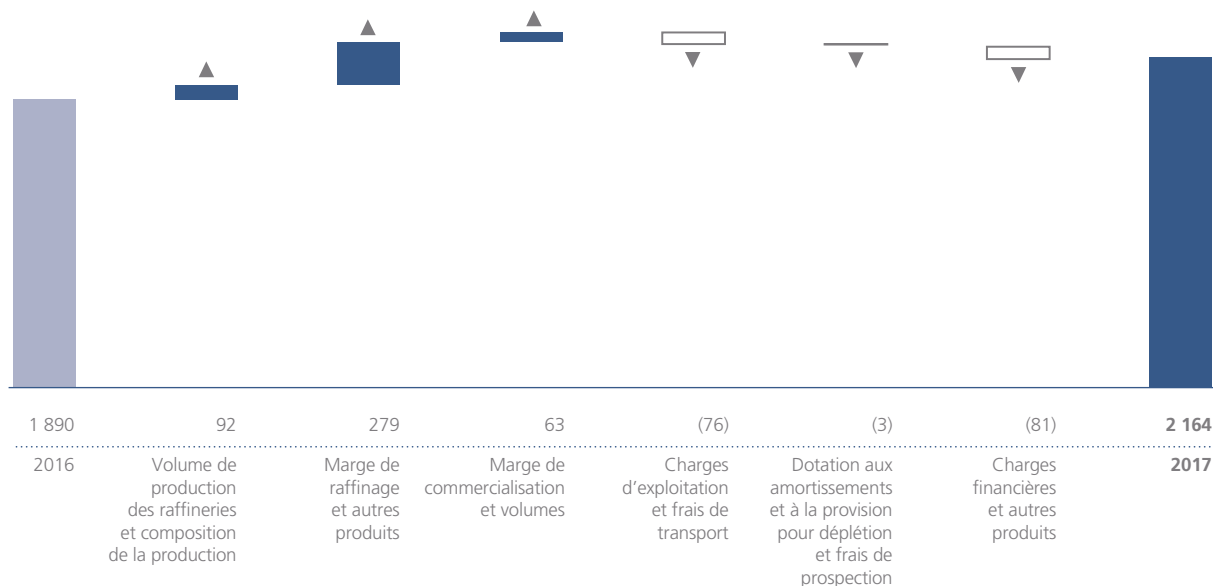
De plus, Suncor exploitait auparavant une usine de lubrifiants située à Mississauga, en Ontario, qui a été vendue le 1<sup>er</sup> février 2017. Cette vente a rapporté à la Société un produit brut de 1,125 G\$ et a donné lieu à un profit après impôt de 354 M\$. En vertu d'un arrangement à long terme, Suncor continuera de fournir à l'usine de lubrifiants des charges d'alimentation provenant de la raffinerie de Montréal et l'usine de lubrifiants continuera d'utiliser la marque Petro-Canada. Avant leur vente, les activités liées aux lubrifiants ont généré un bénéfice net de 8 M\$ et des fonds provenant de l'exploitation de 11 M\$ en 2017.

#### Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Produits d'exploitation	19 963	17 567	19 882
Résultat net	2 658	1 890	2 306
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	(140)	—	36
Profit sur les cessions importantes	(354)	—	(68)
Résultat d'exploitation <sup>1)</sup>	2 164	1 890	2 274
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	<i>1 902</i>	<i>1 527</i>	<i>1 904</i>
<i>Activités de commercialisation</i>	<i>262</i>	<i>363</i>	<i>370</i>
Fonds provenant de l'exploitation <sup>1)</sup>	2 841	2 606	2 921

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)<sup>1)</sup>

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.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 1,902 G\$ au résultat d'exploitation de 2017, contre 1,527 G\$ en 2016. L'augmentation est principalement attribuable à l'amélioration des marges de craquage de référence en 2017, à la hausse du profit lié à la méthode PEPS et à l'augmentation du débit de traitement du brut, partiellement contrebalancées par le raffermissement du dollar canadien, par l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants réalisée au début de 2017 et par la hausse des coûts de maintenance des raffineries.

Les activités de commercialisation ont généré un bénéfice d'exploitation de 262 M\$ en 2017, en baisse par rapport à 363 M\$ en 2016, en raison principalement de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société réalisée au début de 2017. Compte non tenu de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants, le bénéfice d'exploitation généré par les activités de commercialisation a augmenté par

rapport à 2016, en raison de l'accroissement des ventes de produits raffinés, y compris les volumes records de ventes en gros et de ventes au détail enregistrés au Canada, partiellement contrebalancé par la hausse des frais de vente qui en a découlé.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 2,841 G\$ en 2017, en comparaison de 2,606 G\$ en 2016, en raison principalement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

En 2017, Suncor a conclu la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada, qui avait contribué au bénéfice net à hauteur de 132 M\$ et aux fonds provenant de l'exploitation à hauteur de 183 M\$ en 2016. L'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants a été prise en compte au poste « Charges financières et autres produits » de l'analyse de rapprochement présentée ci-dessus.

## Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<b>Pétrole brut traité (kb/j)</b>			
Est de l'Amérique du Nord	206,4	203,1	208,1
Ouest de l'Amérique du Nord	234,8	225,5	224,0
<b>Total</b>	<b>441,2</b>	<b>428,6</b>	<b>432,1</b>
<b>Taux d'utilisation des raffineries<sup>1),2)</sup> (%)</b>			
Est de l'Amérique du Nord	93	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord	98	94	93
<b>Total</b>	<b>96</b>	<b>93</b>	<b>94</b>
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>			
Essence	242,9	244,3	246,2
Distillat	199,3	186,1	198,0
Autres	88,3	91,0	79,1
<b>Total</b>	<b>530,5</b>	<b>521,4</b>	<b>523,3</b>
Marge de raffinage brute <sup>2)</sup> (\$/b)	24,20	20,30	24,90
Charges d'exploitation de raffinage <sup>2)</sup> (\$/b)	5,05	5,10	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) La marge de raffinage brute et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le taux d'utilisation des raffineries de l'est de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 93 % en 2017, en comparaison de 92 % en 2016. Cette augmentation par rapport à l'exercice précédent est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité aux raffineries de Sarnia et de Montréal, partiellement neutralisée par les répercussions qu'a eues, sur la raffinerie de Montréal, une panne d'électricité survenue aux installations d'un tiers au quatrième trimestre de 2017.

Le taux d'utilisation moyen des raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord s'est établi à 98 % en 2017, en comparaison de 94 % en 2016. Cette augmentation par rapport à l'exercice précédent est principalement attribuable au plus faible volume de travaux de maintenance exécutés en 2017 par rapport à 2016.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés réalisées en 2017 ont été supérieures à celles de 2016, en raison de la hausse de la demande de produits au Canada.

## Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les prix et les marges des produits raffinés ont été plus élevés en 2017 qu'en 2016.

- L'augmentation des marges de craquage de raffinage de référence et l'élargissement des écarts liés à l'emplacement pour les produits ont été partiellement contrebalancés par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.
- En 2017, l'utilisation par la Société de la méthode PEPS, au lieu de la méthode DEPS<sup>1)</sup>, pour comptabiliser les stocks a eu une incidence positive sur le résultat net d'environ 157 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence positive de 111 M\$ après impôt en 2016, ce qui représente une incidence positive de 46 M\$ d'un exercice à l'autre.

Les marges unitaires sur les activités de commercialisation de 2017 ont été comparables à celles de l'exercice précédent.

## Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont diminué en 2017 par rapport à 2016, en raison surtout de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société au début de 2017. Compte non tenu de l'incidence de cette vente, les charges d'exploitation ont augmenté en 2017 par rapport à 2016, en raison de la hausse des frais de vente qui a découlé de l'augmentation des volumes de ventes au détail et de ventes en gros et de la hausse des coûts de maintenance des raffineries.

## Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines à la raffinerie d'Edmonton, y compris des travaux de révision complets des installations de raffinage d'une durée d'un mois, de même que des travaux de révision d'une durée de quatre semaines à la raffinerie de Commerce City. Ces travaux devraient tous être entrepris vers la fin du premier trimestre de 2018 et se poursuivre au deuxième trimestre de 2018. À la raffinerie de Sarnia, des travaux de révision d'une durée de six semaines sont prévus pour le deuxième trimestre de 2018. La Société prévoit également mener, à la raffinerie de Montréal, des travaux de maintenance planifiés d'une durée de trois semaines au deuxième trimestre et des travaux de maintenance d'une durée de cinq semaines qui débiteront au troisième trimestre de 2018. De plus, elle prévoit mener, à la raffinerie de Commerce City, des travaux de maintenance d'une durée de deux semaines devant débiter au quatrième trimestre. L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2018.

1) 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 2017

- Au cours de l'exercice, la Société a remboursé par anticipation une tranche de 3,2 G\$ de sa dette à long terme et a émis des nouveaux titres d'emprunt totalisant 750 M\$ US.
- La Société a versé des dividendes totalisant 2,124 G\$ en 2017, augmentant ainsi de 10 % le dividende par action par rapport à l'exercice précédent.
- Suncor a lancé une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités au deuxième trimestre de 2017 et a racheté, aux fins d'annulation, pour 1,413 G\$ de ses actions.
- Suncor a conclu la vente de ses participations dans les centrales éoliennes Cedar Point et Ripley. Ces ventes ont rapporté à la Société un produit brut total de 339 M\$ et ont donné lieu à un profit après impôt de 83 M\$.
- Après la clôture de l'exercice, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,36 \$ par action ordinaire, ce qui représente une augmentation de 12,5 % par rapport au dividende trimestriel de 2017, ainsi qu'un nouveau programme de rachat d'actions de 2,0 G\$, ce qui démontre une fois de plus la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

### 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 la production de la Société en assurant un accès aux marchés, en maximisant les prix obtenus, en assurant la gestion des stocks et en limitant les répercussions de certains facteurs extérieurs du marché, tels que les perturbations du service de pipelines et les arrêts de production touchant les installations des raffineurs. Le secteur Négociation de l'énergie évalue constamment la possibilité de conclure de nouvelles ententes de transport par pipeline en vue de soutenir la croissance prévue de la production à long terme.

Les activités du secteur de l'énergie renouvelable vont dans le sens de l'engagement pris par Suncor de développer et d'offrir des choix énergétiques qui répondent aux besoins actuels et futurs. Les activités d'investissement liées à l'énergie renouvelable prévoient l'aménagement, la construction et la propriété d'installations de production d'énergie renouvelable exploitées par Suncor et par des coentrepreneurs dans l'ensemble du Canada. En plus des actifs existants, Suncor détient un certain nombre d'emplacements en vue de futurs projets de production d'énergie éolienne et d'énergie solaire qui en sont à divers stades de développement.

1) Mesures financières hors PCGR. Voir 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)	2017	2016	2015
Résultat net	59	(486)	(2 687)
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(702)	(524)	1 930
(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	—	(5)
Décomptabilisation et pertes de valeur	—	31	—
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS	—	38	—
Charges de restructuration	—	—	57
Résultat d'exploitation <sup>1)</sup>	(676)	(874)	(705)
<i>Énergie renouvelable</i>	(4)	38	16
<i>Négociation de l'énergie</i>	(62)	4	36
<i>Siège social</i>	(528)	(864)	(799)
<i>Éliminations</i>	(82)	(52)	42
Fonds provenant de l'exploitation <sup>1)</sup>	(165)	(600)	(336)

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	2017	2016	2015
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) <sup>1)</sup>	255	478	440

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 une perte d'exploitation de 4 M\$ en 2017, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 38 M\$ en 2016. Ce recul est en partie attribuable à la diminution de la production qui a résulté de la vente de la participation de la Société dans les centrales éoliennes Cedar Point et Ripley en 2017, de même qu'à l'augmentation des frais de mise en valeur.

### Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont donné lieu à une perte d'exploitation de 62 M\$ en 2017, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 4 M\$ en 2016. Ce recul s'explique principalement par les plus faibles écarts liés à l'emplacement du brut enregistrés en 2017.

### Siège social

Le siège social a affiché une perte d'exploitation de 528 M\$ pour 2017, en comparaison de 864 M\$ pour 2016. Cette amélioration est principalement attribuable à la diminution des coûts des activités de soutien du siège social qui a découlé de la mise en œuvre continue de mesures de réduction des coûts par la Société, à la diminution de la

charge de rémunération fondée sur des actions, à la hausse des intérêts incorporés à l'actif, à l'augmentation des profits de change liés aux activités d'exploitation et à la diminution des charges d'intérêts qui a découlé des remboursements effectués sur la dette en 2017. En 2017, la Société a incorporé une tranche de 729 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 596 M\$ en 2016. Cette hausse est attribuable à l'augmentation du solde cumulé des investissements relativement aux projets Fort Hills et Hebron. La Société s'attend à ce que les intérêts incorporés à l'actif diminuent considérablement en 2018, une fois que ces deux projets de croissance auront été menés à bien.

### Éliminations

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 2017, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 82 M\$, en comparaison de 52 M\$ en 2016. L'augmentation du profit éliminé en 2017 est attribuable à l'accroissement du volume de produits raffinés détenus aux raffineries en prévision des travaux de révision d'envergure devant être exécutés en 2018, de même qu'au report de marges plus élevées en raison de l'augmentation des prix du brut.

## 5. ANALYSE DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

### Faits saillants financiers et d'exploitation

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

	2017	2016
<b>Résultat net</b>		
Sables pétroliers	670	276
Exploration et production	217	54
Raffinage et commercialisation	886	524
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(391)	(323)
<b>Total</b>	<b>1 382</b>	<b>531</b>
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>		
Sables pétroliers	615	316
Exploration et production	231	54
Raffinage et commercialisation	746	524
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(282)	(258)
<b>Total</b>	<b>1 310</b>	<b>636</b>
<b>Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation<sup>1)</sup></b>		
Sables pétroliers	1 780	1 372
Exploration et production	431	385
Raffinage et commercialisation	935	722
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(130)	(114)
<b>Total</b>	<b>3 016</b>	<b>2 365</b>
<b>Volumes de production (kbep/j)</b>		
Sables pétroliers	621,2	620,4
Exploration et production	115,2	118,1
<b>Total</b>	<b>736,4</b>	<b>738,5</b>

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 un bénéfice net consolidé de 1,382 G\$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice net de 531 M\$ pour le trimestre correspondant 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 91 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte de 222 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016.

- 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, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ (76 M\$ avant impôt), comptabilisé dans le secteur Sables pétroliers, à la suite de l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017..
- 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; un profit hors trésorerie après impôt de 188 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés avait été comptabilisé au quatrième trimestre de 2016 en raison d'une augmentation des taux d'intérêt à long terme.
- Au quatrième trimestre de 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 pétroliers, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs, 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, pour la même raison.

#### Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation consolidés se sont chiffrés à 3,016 G\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 2,365 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant de l'exploitation reflètent l'incidence des mêmes facteurs ayant une incidence sur la trésorerie qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits plus bas, dans l'analyse sectorielle.

## Analyse sectorielle

### Sables pétrolifères

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 615 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 316 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'amélioration est attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, à la hausse de la production et des ventes de pétrole brut et à la diminution des charges d'exploitation, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermissement du dollar canadien et par la hausse des redevances qui s'explique par l'augmentation des prix du bitume et par l'incidence favorable des vérifications de redevances au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 446 800 b/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 433 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par l'amélioration de la fiabilité des activités d'exploitation et d'extraction minières, par la production de mousse de bitume reçue de Fort Hills, qui a par la suite été traitée et transformée en pétrole brut synthétique aux installations du secteur Sables pétrolifères, ainsi que par la production record enregistrée à Firebag.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 461 700 b/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 420 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse de la production, conjuguée au prélèvement sur les stocks. La quote-part de Suncor des ventes de Syncrude s'est établie à 174 400 b/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 187 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le taux de fiabilité des installations de valorisation a été élevé pour les deux trimestres, s'établissant respectivement à 94 % et à 102 %.

### Exploration et production

Le secteur Exploration et production a inscrit un bénéfice d'exploitation de 231 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 54 M\$ au quatrième trimestre de 2016. Cette amélioration est principalement attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, à la diminution des frais de prospection et de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et à la baisse des redevances, partiellement contrebalancées par le fléchissement de la production et par une accumulation de stocks sur la côte Est du Canada au cours du trimestre écoulé, comparativement à un prélèvement sur les stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production se sont établis à 115 200 bep/j au quatrième trimestre de 2017, contre 118 100 bep/j au quatrième trimestre de 2016. Cette diminution est principalement attribuable au fléchissement de la production provenant de la côte Est du Canada qui a résulté de la déplétion naturelle et de l'interruption de service du pipeline d'un tiers au Royaume-Uni qui a eu des répercussions sur Buzzard, partiellement contrebalancé par la hausse de la production en Libye, par la production initiale issue de Hebron et par la production supplémentaire générée par les travaux de forage de développement portant sur les actifs existants de la côte Est du Canada.

### Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un bénéfice d'exploitation de 746 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 524 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'augmentation des marges de craquage de référence, à la comptabilisation d'un profit lié à la méthode PEPS de 180 M\$, en comparaison de 114 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et aux volumes de ventes en gros records, partiellement contrebalancés par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 94 % au quatrième trimestre de 2017, comparable à celui de 93 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

### Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a enregistré une perte d'exploitation de 282 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 258 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016. Ce recul s'explique principalement par le montant plus élevé des profits intersectoriels éliminés, par la perte d'exploitation affichée par les activités liées à la négociation de l'énergie en raison du rétrécissement des écarts liés à l'emplacement du brut et par le recul du résultat inscrit par le secteur de l'énergie renouvelable en raison de la vente de la participation de Suncor dans les centrales éoliennes Cedar Point et Ripley. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour le trimestre, par la diminution des charges d'intérêts qui a résulté du remboursement anticipé de la dette et par l'augmentation des intérêts incorporés à l'actif.

## 6. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

### Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016
<b>Production totale (kbep/j)</b>								
Sables pétrolières	621,2	628,4	413,6	590,6	620,4	617,5	213,1	565,8
Exploration et production	115,2	111,5	125,5	134,5	118,1	110,6	117,6	125,6
	736,4	739,9	539,1	725,1	738,5	728,1	330,7	691,4
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	9 000	7 986	7 247	7 818	7 840	7 409	5 914	5 644
Autres produits	41	43	16	25	301	(15)	(58)	(67)
	9 041	8 029	7 263	7 843	8 141	7 394	5 856	5 577
<b>Résultat net</b>	1 382	1 289	435	1 352	531	392	(735)	257
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>	1 310	867	199	812	636	346	(565)	(500)
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	0,79	0,52	0,12	0,49	0,38	0,21	(0,36)	(0,33)
<b>Fonds provenant de l'exploitation<sup>1)</sup></b>	3 016	2 472	1 627	2 024	2 365	2 025	916	682
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	1,83	1,49	0,98	1,21	1,42	1,22	0,58	0,45
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	2 755	2 912	1 671	1 628	2 791	1 979	862	48
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,67	1,75	1,00	0,98	1,68	1,19	0,54	0,03
<b>RCI<sup>1)</sup> (% sur 12 mois)</b>	6,7	5,5	4,9	3,5	0,4	(3,9)	(4,1)	(1,9)
RCI <sup>1)</sup> , compte non tenu des projets majeurs en cours (% sur 12 mois)	8,6	7,0	6,2	4,4	0,5	(4,6)	(4,9)	(2,2)
<b>(Perte) profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains, après impôt</b>	(91)	412	278	103	(222)	(112)	(27)	885
<b>Information sur les actions ordinaires (en dollars)</b>								
Dividende par action ordinaire	0,32	0,32	0,32	0,32	0,29	0,29	0,29	0,29
<b>Cours à la clôture des négociations</b>								
Bourse de Toronto (\$ CA)	46,15	43,73	37,89	40,83	43,90	36,42	35,84	36,17
Bourse de New York (\$ US)	36,72	35,05	29,20	30,75	32,69	27,78	27,73	27,81

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 « Mises en garde – 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 « Mises en garde – 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. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	55,40	48,20	48,30	51,85	49,35	44,95	45,60	33,50
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	61,40	52,05	49,85	53,75	49,50	45,85	45,60	33,90
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,60	6,30	5,80	9,05	6,70	6,80	7,65	8,95
MSW à Edmonton	\$ CA/b	69,30	57,05	62,30	64,25	62,00	55,10	55,80	34,50
WCS à Hardisty	\$ US/b	43,10	38,25	37,20	37,30	35,00	31,45	32,30	19,30
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	12,30	9,95	11,10	14,55	14,35	13,50	13,30	14,25
Condensat à Edmonton	\$ US/b	57,95	47,60	48,45	52,20	48,35	43,05	44,10	34,45
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	1,70	1,45	2,80	2,70	3,10	2,30	1,40	1,85
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	22,35	24,55	19,30	22,40	21,95	17,90	14,90	18,10
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	19,40	22,35	16,35	12,55	14,35	14,00	16,10	11,75
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	20,20	19,25	14,40	11,15	10,55	14,15	16,65	9,10
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	22,10	26,80	21,25	18,45	14,95	18,75	19,30	13,00
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	18,25	21,45	16,80	14,00	13,15	14,50	14,85	11,05
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,79	0,80	0,74	0,76	0,75	0,77	0,78	0,73
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,80	0,80	0,77	0,75	0,74	0,76	0,77	0,77

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 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 l'égard d'installations de valorisation de Firebag en 2017, des interruptions non planifiées comme celle causée par les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016, et des variations du fonds de roulement hors trésorerie.

Les tendances au chapitre du résultat 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.

La Société a inscrit un bénéfice net consolidé de 1,382 G\$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice net de 531 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. 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 2017 rend compte d'une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 91 M\$, 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), qui a été comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères, 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 de change latent après impôt de 412 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et 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 un profit de change latent après impôt de 278 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, une charge après impôt de 10 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette, déduction faite de 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 et un profit de change latent après impôt de 103 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.
- Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 71 M\$ se rapportant à certains actifs de valorisation et de logistique, notamment un pipeline non aménagé et certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs. Au quatrième trimestre de 2016, la Société a également comptabilisé une perte à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 222 M\$ et un profit hors trésorerie après impôt de 188 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés.
- Au troisième trimestre de 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux d'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 50 % à 40 %, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2016, le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni, donnant ainsi lieu à un produit d'impôt différé de 180 M\$. Au troisième trimestre de 2016 également, étaient comptabilisées une perte de change latente après impôt de 112 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et une perte après impôt hors trésorerie de 22 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt.
- Au deuxième trimestre de 2016, la Société a inscrit une perte de change latente après impôt de 27 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, une charge après impôt de 73 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette et d'une perte hors trésorerie après impôt de 70 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés.
- Au premier trimestre de 2016, la Société a inscrit une charge après impôt de 38 M\$ à l'égard des coûts d'acquisition et d'intégration de COS, une perte hors trésorerie après impôt de 90 M\$ sur les dérivés de taux d'intérêt et de change et un profit de change latent après impôt de 885 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

## 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)	2017	2016	2015
Sables pétrolifères	5 059	4 724	4 181
Exploration et production	824	1 139	1 459
Raffinage et commercialisation	634	685	821
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	34	34	206
Total	6 551	6 582	6 667
Moins les intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(729)	(596)	(447)
	5 822	5 986	6 220

### Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie <sup>1),2),3)</sup>

Exercice clos les 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères			
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	1 374	172	1 546
<i>In situ</i>	305	8	313
Coentreprises des Sables pétrolifères	556	2 096	2 652
Exploration et production	15	630	645
Raffinage et commercialisation	632	—	632
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	34	—	34
	2 916	2 906	5 822

- 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 Raffinage et commercialisation, 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 ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité, 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 Raffinage et commercialisation.

En 2017, Suncor a affecté un montant total de 5,822 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, et elle a incorporé à l'actif des intérêts de 729 M\$ sur la dette liée à de grands programmes de mise en valeur et de construction. Les dépenses en immobilisations engagées en 2017 comprennent des dépenses d'environ 150 M\$ liées à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017. Au quatrième trimestre de 2017, la Société a reçu un paiement provisoire de 76 M\$ au titre du produit d'assurance dommages matériels qu'elle prévoit recevoir relativement à cet incident, et elle s'attend à recevoir un montant supplémentaire de 64 M\$ en 2018, pour des dépenses en immobilisations, déduction faite des reprises, de 5,682 G\$ pour l'exercice.

Les activités menées en 2017 comprennent celles décrites ci-après.

#### Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations totalisant 1,546 G\$, dont une tranche de 1,374 G\$ en dépenses en immobilisations de maintien. En 2017, l'accent a été mis sur le maintien d'une exploitation sécuritaire, fiable et efficace, une attention particulière ayant été accordée aux principaux projets liés à la fiabilité, à la sécurité et à la performance environnementale. Les dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées principalement à des travaux de maintenance planifiés exécutés tout au long de l'exercice ainsi qu'à d'autres travaux entrepris pour assurer le maintien de l'ensemble des installations.

Les dépenses de croissance de 172 M\$ du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont été affectées principalement aux travaux de construction liés au projet d'agrandissement du Parc de stockage Est, qui a été mis en

service en 2017 et qui favorise l'accès au marché pour le bitume provenant de Fort Hills.

#### Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 313 M\$ en 2017. De ce montant, 305 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 8 M\$ engagées en 2017 se rapportent à la mise en valeur de nouveaux biens et à la mise en place de nouvelles technologies.

#### Coentreprises des Sables pétrolifères

En 2017, le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a engagé des dépenses en immobilisations de croissance de 2,652 G\$, dont une tranche de plus de 2,0 G\$ a été affectée aux projets de croissance. Les dépenses de croissance se rapportent principalement au projet minier Fort Hills, où les actifs d'extraction primaire sont entrés en production en 2017 et le premier des trois trains d'extraction secondaire a été mis en service avec succès après la clôture de l'exercice. La production de bitume issue du traitement de la mousse au solvant paraffinique est à présent mélangée et acheminée jusqu'aux marchés, et Fort Hills devrait atteindre 90 % de la capacité de production de 194 000 b/j d'ici la fin de 2018. Étant donné la mise en service réussie du projet Fort Hills, les dépenses de croissance devraient diminuer considérablement en 2018.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, les partenaires du projet Fort Hills ont mis fin au litige commercial concernant le financement du projet et sont parvenus à une entente aux termes de laquelle Suncor et Teck ont chacune acquis une participation directe supplémentaire dans le projet Fort Hills auprès de Total. Aux termes de l'entente, la quote-part de Suncor dans le projet a été portée à 53,06 % et celle de Teck, à 20,89 %, pour des coûts d'acquisition respectifs d'environ 300 M\$ et 120 M\$, tandis que celle de Total a été ramenée à 26,05 %. Les participations directes dans le projet Fort Hills pourraient être rajustées ultérieurement conformément aux modalités de l'entente et, le 20 février 2018, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 0,49 % dans le projet pour une contrepartie de 65 M\$.

Les dépenses en immobilisations de maintien de 556 M\$ engagées en 2017 comprennent la quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations de maintien de Syncrude pour 2017, lesquelles ont été axées principalement sur les réparations permanentes liées à l'incident survenu à une installation au premier trimestre de 2017, ainsi que sur divers autres projets visant à assurer la fiabilité et le maintien des

installations et sur les activités de maintien menées à Fort Hills dans le but de soutenir l'exécution du plan de gestion des résidus miniers.

Après la clôture de l'exercice, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal pour une contrepartie de 730 M\$ US, soit environ 925 M\$, sous réserve des ajustements de clôture. Cette transaction porte la participation totale de la Société dans Syncrude à 58,74 % et vient accroître la capacité de production de pétrole brut synthétique de 17 500 b/j.

#### Exploration et production

En 2017, le secteur Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 645 M\$, dont une tranche de 630 M\$ a été affectée aux projets de croissance et aux activités de prospection. Les dépenses de croissance ont été affectées principalement au projet Hebron, qui a produit ses premiers barils de pétrole au quatrième trimestre de 2017. Les autres activités menées par le secteur E&P en 2017 comprennent des travaux de forage de développement à Hibernia, à White Rose et à Terra Nova, des travaux de mise en valeur liés au projet d'extension ouest de White Rose et au projet Oda en Norvège, ainsi que des travaux de conception préalables à l'autorisation du projet de mise en valeur future Rosebank au Royaume-Uni.

Après la clôture de l'exercice, Suncor a conclu, avec Canbriam, une entente aux termes de laquelle Suncor échangera la quasi-totalité de ses propriétés foncières minières dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris la production connexe, et une contrepartie de 52 M\$ contre une participation de 37 % dans Canbriam, société gazière privée. La clôture de la transaction, qui est assujettie à l'approbation réglementaire, devrait avoir lieu au premier trimestre de 2018.

Après la clôture de l'exercice, Suncor a conclu une entente avec Faroe Petroleum en vue d'acquérir une participation de 17,5 % dans le projet de mise en valeur Fenja, en Norvège, pour une contrepartie de 68 M\$. Ce plan de mise en valeur bien défini, qui est déjà à un stade avancé, est en attente d'une approbation réglementaire. La clôture de la transaction, qui est assujettie aux conditions de clôture d'usage, devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2018.

#### Raffinage et commercialisation

En 2017, le secteur Raffinage et commercialisation a engagé des dépenses en immobilisations de 632 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 de l'information.

## Mise à jour concernant les projets de croissance d'envergure <sup>1)</sup>

Au 31 décembre 2017	Participation directe (%)	Description	Coût estimatif (en milliards de dollars)	Dépenses affectées au projet à ce jour (en milliards de dollars)	Date de début de la production de pétrole prévue <sup>2)</sup>
<b>Projets dont Suncor est l'exploitant</b>					
Fort Hills <sup>3)</sup>	53,06	102,8 mbbls/d	8,4 – 8,6 <sup>5)</sup>	8,7 <sup>5)</sup>	Janvier 2018
<b>Projets dont Suncor n'est pas l'exploitant <sup>4)</sup></b>					
Hebron	21,03	31,6 mboe/d	2,8 (+/- 10 %)	2,4	Novembre 2017

- 1) La mise à jour concernant les dépenses en immobilisations renferme des renseignements de nature prospective. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion pour connaître les principaux risques et hypothèses sous-jacents aux renseignements prospectifs.
- 2) Les dépenses nécessaires à la réalisation du projet peuvent s'étendre au-delà de la date de début de la production de pétrole.
- 3) Le coût estimatif et les dépenses affectées au projet à ce jour rendent compte de la quote-part revenant à la Société du coût total du projet, telle qu'elle a été mise à jour à la fin de 2017, et sont fondés sur la portée initiale du projet, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif.
- 4) Le coût estimatif est fourni par l'exploitant et reflète les estimations et les dépenses établies après l'approbation du projet.
- 5) La fourchette des dépenses en immobilisations et les dépenses affectées au projet à ce jour tiennent compte d'un montant d'environ 190 M\$ lié à l'incidence du change, en raison de la faiblesse du dollar canadien. La participation directe, la description et la fourchette des dépenses en immobilisations et les dépenses affectées au projet à ce jour ont également été révisées afin de rendre compte de la participation directe supplémentaire de 2,26 % acquise aux termes de l'entente conclue avec les autres propriétaires du projet à la fin de 2017 afin de régler le litige commercial concernant le financement. Après la clôture de l'exercice, la participation de Suncor dans le projet Fort Hills a augmenté encore de 0,49 %, conformément aux modalités de l'entente.

Le tableau ci-dessus donne un aperçu des projets de croissance d'envergure dont la mise en valeur a été autorisée par la Société. En plus des projets d'envergure dont il est question ci-dessus, le projet d'extension ouest de White Rose a été autorisé au deuxième trimestre de 2017 et les premiers barils de pétrole sont attendus en 2022. Ce projet, qui devrait prolonger la durée de vie des installations existantes de White Rose, est exploité par Husky Energy Inc., et la

quote-part de la Société de la production maximale de pétrole devrait s'élever à 20 000 b/j. Les dépenses en immobilisations se sont élevées à 66 M\$ en 2017.

Certains autres importants projets de croissance potentiels n'ont pas encore fait l'objet d'une décision d'investissement définitive de la part de la Société ou de son conseil d'administration.

### Autres projets d'investissement

Suncor prévoit aussi que les dépenses en immobilisations de 2018 seront affectées aux projets et initiatives suivants :

#### Sables pétrolifères

En 2018, 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 révision d'envergure à l'usine de valorisation 1 devant être effectués au printemps et des travaux de révision à l'usine de valorisation 2 devant être effectués à l'automne, ainsi que sur d'autres activités visant à assurer le maintien de la capacité de production aux installations existantes, principalement l'aménagement des nouvelles plateformes de puits des installations *in situ* destinées à compenser le déclin naturel et l'élaboration d'un programme de transport par camion autonome visant à accroître l'efficacité des activités minières.

#### Coentreprises des Sables pétrolifères

En 2018, 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.

En 2018, 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, y compris le matériel minier.

#### Exploration et production

En 2018, les dépenses de croissance devraient comprendre les dépenses liées aux travaux de forage de développement portant sur tous les actifs extracôtiers, les travaux de mise en valeur du projet Oda et du projet de mise en valeur Fenja, sous réserve de la clôture de l'acquisition de la Société, ainsi que les 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)	2017	2016	2015
Entrées nettes (sorties nettes) liées aux			
Activités d'exploitation	8 966	5 680	6 884
Activités d'investissement	(5 019)	(7 507)	(6 771)
Activités de financement	(4 223)	869	(1 854)
(Perte) profit de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(68)	(75)	295
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(344)	(1 033)	(1 446)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	2 672	3 016	4 049
Rendement du capital investi (%) <sup>1)</sup>			
Compte non tenu des projets majeurs en cours	8,6	0,5	0,6
Compte tenu des projets majeurs en cours	6,7	0,4	0,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation <sup>2)</sup> (en nombre de fois)	1,4	2,4	1,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)			
Base du résultat <sup>2)3)</sup>	6,5	0,5	(1,8)
Base des fonds provenant de l'exploitation <sup>2)4)</sup>	11,2	6,5	9,3

- 1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Les fonds provenant de l'exploitation et les unités de mesure fondées sur les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 3) 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.
- 4) 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 8,966 G\$ en 2017, en comparaison de 5,680 G\$ en 2016. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix obtenus pour la production en amont, à l'augmentation des marges de craquage de référence et des marges de raffinage, à la hausse de la production du secteur Sables pétrolifères, au débit de traitement du brut record des raffineries et aux volumes records de ventes en gros et de ventes au détail enregistrés au Canada, partiellement contrebalancés par une augmentation du fonds de roulement hors trésorerie, comparativement à une diminution du fonds de roulement hors trésorerie en 2016.

#### Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les activités d'investissement se sont soldées par des sorties de 5,019 G\$ en 2017, en comparaison de 7,507 G\$ en 2016. Cette diminution est principalement attribuable au produit reçu par suite de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et de la vente de ses participations dans les centrales éoliennes Cedar Point et Ripley. Les activités d'investissement de l'exercice précédent comprenaient

l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans le projet Syncrude.

#### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les activités de financement se sont soldées par des sorties de 4,223 G\$ en 2017, tandis qu'elles s'étaient soldées par des entrées de 869 M\$ en 2016. Cette diminution est principalement attribuable au remboursement anticipé de la dette à long terme et aux rachats d'actions de la Société dans le cadre de l'offre publique de rachat, partiellement contrebalancés par une émission d'obligations réalisée au quatrième trimestre de 2017, par une augmentation de la dette à court terme et 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. En 2016, les entrées provenant des activités de financement découlaient de l'émission d'actions ordinaires et de titres d'emprunt à long terme ainsi que d'une hausse de la dette à court terme, partiellement contrebalancées par le remboursement anticipé d'une partie de la dette reprise dans le cadre de l'acquisition de COS.

## 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, des lignes de crédit disponibles et du produit réalisé à la cession d'actifs non essentiels. 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 2018, de l'ordre de 4,5 G\$ à 5,0 G\$, de même que pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels 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 2,672 G\$ au 31 décembre 2017, comprennent des placements à court terme dont la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance est d'environ 16 jours. En 2017, ce portefeuille de placements a rapporté à la Société des produits d'intérêts d'environ 32 M\$.

### Activités de financement

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 des marchandises. Suncor juge 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.

Les intérêts sur la dette de Suncor (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif) se sont élevés à 945 M\$ en 2017,

en baisse par rapport à 1,012 G\$ en 2016, en raison principalement du remboursement anticipé d'une tranche de plus de 3,0 G\$ de la dette à long terme effectué au cours de l'exercice, partiellement contrebalancé par l'émission de nouveaux titres d'emprunt totalisant 750 M\$ US.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 4,489 G\$ au 31 décembre 2017, en baisse comparativement à 7,467 G\$ au 31 décembre 2016, en raison essentiellement de la décision de la direction de réduire de 1,0 G\$ la facilité de crédit de la Société, de l'annulation par la Société d'une facilité de crédit de 950 M\$ qui avait été reprise lors de l'acquisition de COS et d'une augmentation de la dette à court terme. La Société a procédé à la réduction de sa facilité de crédit et à l'annulation de la facilité de crédit en 2017, puisque les liquidités excédentaires ne devraient plus être requises, étant donné que la production de pétrole a débuté à Fort Hills et à Hebron. La réduction permettra de réduire les charges financières des périodes à venir.

Le tableau qui suit présente un aperçu de l'ensemble des facilités de crédit inutilisées au 31 décembre 2017 :

(en millions de dollars)	2017
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2021	4 000
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2020	2 504
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2018/2019	1 580
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	140
Total des facilités de crédit	8 224
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(2 136)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(1 367)
Total des facilités de crédit inutilisées <sup>1)</sup>	4 721

1) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités s'élevaient à 4,489 G\$ au 31 décembre 2017 (7,467 G\$ au 31 décembre 2016).

## 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 2017, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 25,6 % (28,1 % au

31 décembre 2016). Au 31 décembre 2017, la Société respectait toutes les clauses restrictives liées aux activités d'exploitation.

#### Aux 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2017	2016
Dettes à court terme	2 136	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	71	54
Dettes à long terme	13 372	16 103
Dettes totales	15 579	17 430
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 672	3 016
Dettes nettes	12 907	14 414
Capitaux propres	45 383	44 630
Dettes totales majorées des capitaux propres	60 962	62 060
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	25,6	28,1

#### Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)

Dettes totales au 31 décembre 2016	17 430
Diminution nette de la dette à long terme	(2 378)
Augmentation de la dette à court terme	981
Incidence du change sur la dette	(771)
Contrats de location-acquisition et autres soldes	317
Dettes totales au 31 décembre 2017	15 579
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2017	2 672
Dettes nettes au 31 décembre 2017	12 907

Au 31 décembre 2017, la dette nette de Suncor s'élevait à 12,907 G\$, contre 14,414 G\$ au 31 décembre 2016. En 2017, la dette totale a diminué de 1,851 G\$, en raison essentiellement du remboursement anticipé d'une tranche de plus de 3,0 G\$ de la dette à long terme et de la comptabilisation de profits de change latents sur la dette libellée en dollars américains, partiellement contrebalancés par une émission d'obligations réalisée au quatrième trimestre de 2017 et par une augmentation nette des contrats de location-financement de la Société, qui sont principalement liés aux pipelines qui assureront le transport de la production provenant de Fort Hills.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation s'est établi à 1,4 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 2018, 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 2017 de Suncor pour une description des notations de crédit présentées dans les tableaux ci-dessus.

#### Actions ordinaires

##### Actions en circulation

Au 31 décembre 2017 (en milliers)

Actions ordinaires	1 640 983
Options sur actions ordinaires – non exerçables	17 363
Options sur actions ordinaires – exerçables	13 747

Au 27 février 2018, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 638 929 009 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 35 103 694. Une fois exercées, les options sur actions ordinaires en cours peuvent être échangées à raison d'une option pour une action ordinaire.

## Rachats d'actions

En 2017, la Bourse de Toronto (« TSX ») a accepté un avis déposé par Suncor l'informant de l'intention de celle-ci de procéder à une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin de racheter et d'annuler jusqu'à 2,0 G\$ en actions de la Société au cours de la période allant du 2 mai 2017 au 1<sup>er</sup> mai 2018. En 2017, la Société a racheté et annulé 33,154 millions d'actions à un prix moyen de 42,61 \$ l'action, pour un coût total de 1,413 G\$.

Après la clôture de l'exercice, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un nouveau programme de rachat

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

	2017	2016	2015	2014
Rachats d'actions				
Actions rachetées (en milliers d'actions ordinaires)	33 154	—	1 230	42 027
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	42,61	—	34,93	39,76
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)	1 413	—	43	1 671

## 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

d'actions de 2,0 G\$, ce qui témoigne une fois de plus de la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et de son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

Depuis la mise en place de son programme de rachat d'actions en 2011, Suncor a racheté 194,5 millions d'actions ordinaires, redistribuant ainsi un total de 6,956 G\$ aux actionnaires.

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						2023 et par la suite	Total
	2018	2019	2020	2021	2022			
Emprunts à terme fixe et renouvelables <sup>1)</sup>	2 839	970	681	2 069	818	17 954	25 331	
Obligations découlant de contrats de location-financement	71	36	39	45	49	1 079	1 319	
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état <sup>2)</sup>	457	450	522	362	248	10 196	12 235	
Contrats de location simple et engagements de transport par pipeline et de services énergétiques	2 102	1 657	1 668	1 529	1 339	11 049	19 344	
Engagements au titre de travaux de prospection	—	115	138	157	87	—	497	
Autres obligations à long terme <sup>3)</sup>	3	19	19	19	19	—	79	
<b>Total</b>	<b>5 472</b>	<b>3 247</b>	<b>3 067</b>	<b>4 181</b>	<b>2 560</b>	<b>40 278</b>	<b>58 805</b>	

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) 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.



### 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. Se reporter à la note 32 des états financiers consolidés audités de 2017 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 2017, l'incidence avant impôt des activités de gestion des risques correspond à une perte de 19 M\$ (perte avant impôt de 25 M\$ en 2016).

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 connexes. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, l'incidence avant impôt pour les activités de négociation de l'énergie correspond à une perte de 37 M\$ (perte avant impôt de 47 M\$ en 2016).

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 2015	(18)	20	2
Règlements en trésorerie – montant payé (reçu) au cours de l'exercice	29	(13)	16
Pertes latentes comptabilisées en résultat net au cours de l'exercice	(47)	(25)	(72)
<b>Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2016</b>	<b>(36)</b>	<b>(18)</b>	<b>(54)</b>
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)
<b>Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2017</b>	<b>(85)</b>	<b>(20)</b>	<b>(105)</b>

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)	2017	2016
Créances	74	155
Dettes	(179)	(209)
	<b>(105)</b>	<b>(54)</b>

### 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 2017 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 2017.

### Prises de position comptables récemment publiées

Les normes et interprétations qui ont été publiées, mais qui n'étaient pas encore en vigueur à la date de publication des états financiers consolidés 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 et interprétations, s'il y a lieu, au moment de leur entrée en vigueur.

### Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15 *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients*. IFRS 15 remplace les indications existantes portant sur la comptabilisation des produits et établit un modèle unique en cinq étapes fondé sur des principes qui s'appliquera à tous les contrats conclus avec des clients. La Société a adopté cette norme le 1<sup>er</sup> janvier 2018, soit la date de son entrée en vigueur. L'adoption de cette norme donnera lieu à un changement dans la présentation du poste « Produits d'exploitation, déduction faite des redevances » et des postes « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » et « Frais de transport ». Toutefois, elle n'aura aucune incidence sur le résultat net consolidé de la Société. De plus, des informations supplémentaires devront être fournies par voie de notes.

### Instruments financiers

En juillet 2014, la version complète d'IFRS 9 *Instruments financiers*, a été publiée. Elle comprend les exigences préalablement publiées au sujet du classement et de l'évaluation des actifs et des passifs financiers ainsi que de nouvelles exigences qui établissent un nouveau modèle de dépréciation fondé sur les pertes attendues pour les actifs financiers, y compris les pertes de crédit. La Société a adopté cette norme le 1<sup>er</sup> janvier 2018, soit la date de son entrée en vigueur. IFRS 9 a remplacé les multiples modèles de classement et d'évaluation des actifs financiers qui existent actuellement en vertu d'IAS 39 *Instruments financiers*, et le mode d'évaluation des actifs financiers déterminera leur classement soit à titre d'actifs financiers au coût amorti, soit à titre d'actifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net, soit à titre d'actifs financiers à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. En conséquence, l'adoption de cette norme entraînera le reclassement, dans les actifs financiers au coût amorti, des actifs financiers qui sont actuellement classés comme des prêts et créances. Elle n'aura toutefois aucune incidence sur l'évaluation de ces actifs financiers. Les passifs financiers de

la Société ne seront pas reclassés ni réévalués. Par conséquent, l'adoption de cette norme n'aura aucune incidence sur résultat net consolidé de la Société.

### Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16 *Contrats de location*, qui remplace la norme existante en matière de comptabilisation de contrats de location (IAS 17 *Contrats de location*) et exige la comptabilisation de la plupart des contrats de location à l'état de la situation financière. IFRS 16 élimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail, prévoyant toutefois des exemptions pour les contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois ainsi que pour les contrats de location visant des éléments ayant peu de valeur. Le traitement comptable pour les prêteurs demeure essentiellement le même, ces derniers devant continuer de classer les contrats de location soit comme des contrats de location-financement, soit comme des contrats de location simple. La Société adoptera IFRS 16 le 1<sup>er</sup> janvier 2019, soit la date de son entrée en vigueur, et a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Suncor a également choisi de se prévaloir des exemptions facultatives relatives aux contrats de location à court terme et aux contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. La Société s'attend à ce qu'IFRS 16 entraîne une augmentation significative de ses actifs et de ses passifs, une hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, une augmentation des charges financières et une diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux. Les paiements en trésorerie liés aux contrats de location simple sont actuellement présentés dans les activités d'exploitation; aux termes d'IFRS 16, les flux de trésorerie seront répartis entre les activités de financement, pour ce qui est du remboursement du passif au titre du capital, et les activités d'exploitation, pour ce qui est de la portion correspondant aux charges financières. L'incidence globale sur les flux de trésorerie demeure inchangée. La Société a mis sur pied une équipe responsable de la transition qui est chargée d'évaluer l'incidence d'IFRS 16 et de mettre en œuvre les changements qui devront être apportés aux systèmes comptables, aux processus opérationnels et aux contrôles internes. Cette équipe s'affaire actuellement à évaluer et à classer les contrats de la Société et à mettre en œuvre les modifications devant être apportées aux systèmes d'information. Toutefois, il est encore trop tôt pour quantifier les répercussions. La Société présentera, tout au long de 2018, des informations supplémentaires concernant l'avancement des activités liées à la transition, y compris concernant les répercussions financières quantitatives attendues.

### **Paiements fondés sur des actions**

En juin 2016, l'IASB a publié les modifications définitives à IFRS 2 *Paiements fondés sur des actions*, qui précisent la façon de classer et d'évaluer les transactions dont le paiement est fondé sur des actions. Ces modifications portent notamment sur l'effet des conditions d'acquisition des droits et des conditions accessoires à l'acquisition des droits sur l'évaluation des paiements fondés sur des actions qui sont réglés en trésorerie, sur les transactions dont le paiement est fondé sur des actions comportant des modalités de règlement net pour satisfaire aux obligations relatives à la retenue d'impôt à la source sur la modification des termes et conditions qui a pour effet qu'une transaction dont le paiement est fondé sur des actions et qui est réglée en trésorerie est reclassée comme étant réglée en instruments de capitaux propres. Les modifications doivent être appliquées de manière prospective et s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, leur application anticipée étant toutefois autorisée. L'adoption de cette norme ne devrait avoir aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

### **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 les passifs d'impôt exigible ou différé doivent être comptabilisés dans des circonstances où il existe une incertitude entourant les traitements fiscaux. L'interprétation exige que les entités déterminent s'il est probable qu'un traitement fiscal incertain sera accepté par l'administration fiscale. Si une entité détermine qu'il n'est pas probable que l'administration fiscale accepte le traitement fiscal incertain, elle doit utiliser la méthode du montant le plus probable ou la méthode de l'espérance mathématique. Les modifications doivent être appliquées de manière rétrospective et s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019, leur application anticipée étant toutefois autorisée. L'adoption de cette modification n'aura aucune incidence sur les états financiers consolidés 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 2017 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 2017, 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, aux infrastructures partagées et à la façon dont la direction surveille les activités.

### **Dépréciation d'actifs et reprises**

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

La valeur recouvrable des UGT et des actifs individuels est fondée sur la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de 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. 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.

De plus, ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue de remise en état et de l'ampleur des travaux, des progrès techniques, de l'utilisation éventuelle des lieux, des projets et processus de remise en état et de l'installation de traitement des eaux. Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modification des lois et règlements pertinents liés à l'utilisation de certaines technologies, de l'émergence de nouvelle technologie et de l'évolution de l'expérience

d'exploitation, des prix et des projets de fermeture. Le calendrier estimatif du démantèlement et de la remise en état futur peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie de la réserve. Les changements apportés aux estimations des coûts futurs attendus, des taux d'actualisation et du moment du démantèlement ainsi que les changements apportés aux hypothèses concernant l'inflation peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

### **Avantages sociaux futurs**

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

### **Autres provisions**

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

### **Impôt sur le résultat**

La direction évalue ses positions fiscales annuellement ou lorsque les circonstances l'exigent, ce qui fait intervenir le jugement et pourrait donner lieu à différentes interprétations des lois fiscales applicables. La Société comptabilise une charge d'impôt lorsqu'un paiement aux autorités fiscales est considéré comme probable. Cependant, les résultats des audits, des réévaluations et les changements d'interprétation des normes peuvent entraîner des changements de ces positions et potentiellement une augmentation ou une diminution significative des actifs, des passifs et du résultat net de la Société.

### **Impôt sur le résultat différé**

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il est probable que les différences temporaires déductibles seront recouvrées dans un avenir prévisible. Un écart important entre les bénéfices imposables futurs et l'application des réglementations fiscales en vigueur dans chaque territoire et

les estimations de la Société à cet égard pourrait nuire à la capacité de la Société de réaliser le montant de l'actif d'impôt différé.

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

### 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 la capacité pipelinière, du déséquilibre de l'offre et de la demande régionales et internationales, des faits nouveaux sur le plan politique, du respect ou du non-respect des quotas convenus par les membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et d'autres pays, de la décision de l'OPEP de ne pas imposer de quotas à ses membres, de l'accès aux marchés du pétrole brut 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, 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 importante sur les activités, la situation financière et les réserves 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 et les réserves de Suncor.

Depuis la seconde moitié de 2014, les prix du pétrole ont chuté radicalement à l'échelle mondiale. Bien qu'ils aient remonté modérément par rapport aux planchers atteints au cours de cette période, en partie en raison des quotas fixés par les pays membres de l'OPEP et d'autres pays, rien ne garantit que cette reprise se maintiendra ni qu'elle se poursuivra. L'incapacité des pays membres de l'OPEP et des autres pays à fixer de nouveaux quotas ou à atteindre ou à maintenir les quotas qu'ils se sont fixés, ou encore les hausses de l'offre provenant d'autres pays (y compris le Canada et les États-Unis), conjuguée aux facteurs susmentionnés, pourrait entraîner une baisse des prix du pétrole à l'échelle mondiale, susceptible d'être importante et de mener à une plus grande volatilité des prix. 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 et les réserves 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.

### Incidents opérationnels majeurs (sécurité, environnement et fiabilité)

Chacun des principaux secteurs de Suncor, à savoir les secteurs Sables pétrolifères, E&P et R&C, exige des investissements considérables pour la conception, l'exploitation et l'entretien des installations, et comporte des risques financiers supplémentaires associés à une exploitation fiable ou à une panne opérationnelle persistante.

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, 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 procédures d'exploitation ou d'exercer ses activités dans le cadre des paramètres opérationnels prévus, de la défectuosité du matériel découlant d'un entretien insuffisant, d'une érosion ou d'une corrosion imprévue des installations, de défauts techniques ou de défauts de fabrication ou encore d'une pénurie de main-d'œuvre ou d'un arrêt de travail. La Société est également exposée à des risques opérationnels comme le sabotage, le terrorisme, la violation de propriété, le vol et les logiciels malveillants ou les attaques de réseaux.

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. Les activités extracôtières de Suncor peuvent également être assujetties aux actions de ses agents contractuels et des exploitants de coentreprises susceptibles de causer des événements catastrophiques semblables à leurs installations, ou peuvent être indirectement touchées par des événements catastrophiques qui se sont produits dans les installations extracôtières d'un tiers. Dans les deux cas, cette situation 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 garantie suffisante dans toutes les situations, et tous les risques ne sont pas forcément assurables. Il est possible que la couverture d'assurance de la Société ne soit pas suffisante pour couvrir 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.

#### **Politique réglementaire/gouvernementale et efficacité**

Suncor exerce ses activités sous le régime des lois fédérale, provinciale, territoriale, étatique et municipale de nombreux

pays. La Société, y compris ses partenariats, 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, 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 (y compris les restrictions sur la production), les exigences en matière de sécurité financière des mines et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels. Dans le cadre de ses activités en cours, la Société, y compris ses partenariats, 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 et du Royaume-Uni, 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, y compris ses partenariats, 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, 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, de conserver ou de respecter les approbations des organismes de réglementation 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 importantes sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Les modifications apportées aux politiques et à la réglementation gouvernementales (y compris, entre autres, aux politiques commerciales sur l'exportation de ressources énergétiques et le resserrement de la réglementation dû aux changements climatiques), à la réglementation ou à d'autres dispositions législatives, 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 d'expansion 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 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, notamment en prévoyant une participation et une consultation accrue des peuples autochtones. Ces modifications pourraient également entraîner 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 et aux approbations de permis. 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.

#### **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 bitumineux 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 et l'extraction des combustibles fossiles 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 bitumineux en particulier.

La réglementation environnementale, notamment la réglementation touchant les changements climatiques, pourrait 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 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 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, y compris ses partenariats, pourraient 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. 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. En outre, les rouages, l'entrée en vigueur et la mise en application de la *Oil Sands Emissions Limit Act* (Alberta), limitant les émissions de GES provenant des sables bitumineux, 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 du genre à survenir pourraient nuire à la demande des produits de Suncor, de même qu'à sa capacité à maintenir et à accroître sa production et ses réserves. Ils pourraient aussi nuire à sa réputation et avoir une incidence défavorable significative sur ses activités, sa situation financière, ses réserves et ses résultats d'exploitation.

## Conformité environnementale

### Gestion des résidus miniers

Des risques sont associés aux plans de gestion des résidus miniers de la Société, y compris ceux de ses partenariats. 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, y compris ses partenariats, 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.

#### **Cadre d'aménagement du territoire de l'Alberta (*Lower Athabasca Regional Plan – LARP*)**

La mise en œuvre du 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 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, 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 de 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.

#### **Accès au marché**

Suncor prévoit une hausse de la production de bitume en raison de l'accroissement de la production à Fort Hills. 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. Une pénurie de condensat voué au transport du bitume pourrait se traduire par une augmentation des coûts de Suncor, qui devrait alors acheter une autre forme de diluant, ce qui pourrait faire grimper les coûts de transport du bitume jusqu'aux marchés et augmenter les charges d'exploitation de Suncor, en plus d'influer sur la stratégie de commercialisation des mélanges de bitume mise en place par la Société.

La production de sables pétrolifères 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. 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.

### Sécurité de l'information

Le bon fonctionnement des activités de Suncor dépend du matériel informatique, des logiciels et des systèmes en réseau. 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 nominatifs 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 et de leur sophistication constante. 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. 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, 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.

### Exécution de projets

Il existe certains risques liés 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 l'exécution de grands projets comprennent trois risques connexes principaux :

- 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.

L'exécution de projets peut également subir l'incidence des facteurs suivants, entre autres :

- le défaut de se conformer au modèle de mise en valeur d'actifs et d'exécution de Suncor;
- la disponibilité, l'ordonnement et le coût des matériaux, de l'équipement et du personnel qualifié;
- la complexité associée à l'intégration et à la gestion du personnel de l'agent contractuel et des fournisseurs;
- la capacité 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;
- l'incidence des conditions météorologiques;
- les risques liés au redémarrage de projets mis en veilleuse, y compris l'augmentation des dépenses en immobilisations;
- 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;
- les difficultés et les risques liés à la réalisation de projets dans des contextes opérationnels et des zones de construction confinées;
- 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 risques associés à l'aménagement d'installations extracôtières et à la logistique connexe;
- les risques liés à l'échéancier, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et du personnel qualifié;
- l'exactitude des estimations de coûts des projets ainsi que les écarts entre les coûts réels et les coûts estimatifs des projets d'envergure, écarts qui peuvent être importants;
- la capacité de la Société de mener à bien des transactions stratégiques;
- 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.

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.

### **Impact cumulatif 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 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, l'entente concernant Syncrude, celle concernant Fort Hills, 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 couvrir son exposition aux fluctuations des prix des marchandises et aux autres risques de marché, la Société est exposée à d'importants 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 2017 de la Société sont présentés en dollars canadiens. La majeure partie des produits que tire Suncor de la vente de pétrole et de gaz naturel 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. La Société a également d'importants emprunts libellés en dollars américains. Par conséquent, ses résultats 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 2017, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain, pour passer de 0,74 au début de 2017, à 0,80. 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 bancaires 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, les réserves 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, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels 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 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 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 bancaires 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.

#### **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 par l'un de ces tiers pourrait également avoir une incidence grave sur les activités 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.

#### 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 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.

#### 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 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 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.

### 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. 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 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. 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, de toutes ses raffineries, de certaines de ses activités de terminal et de distribution et de son unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 38 % des employés de la Société étaient visés par des conventions collectives à la fin de 2017. Des négociations en ce qui a trait à une nouvelle convention collective sont en cours avec le syndicat Teamsters Canada au terminal Burrard de Suncor ainsi qu'avec Unifor à son projet d'agrandissement du Parc de stockage Est. Toute interruption de travail qui viserait les employés de la Société (y compris à la suite de l'échec de la renégociation de nouvelles conventions collectives avec les organisations syndicales), 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.

### 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 ait 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 et rende volatiles les marges liées aux produits raffinés et non raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

#### 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, et cette exigence augmentera en vertu du Projet de loi C-69. 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 en 2018. 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 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.

#### Dividendes

Le versement futur de dividendes sur les actions ordinaires de Suncor est tributaire, entre autres, de ses obligations législatives, 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, 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 à l'avenir.

#### Autres facteurs de risque

Une discussion détaillée sur des facteurs de risque additionnels est présentée dans notre notice annuelle la plus récente ou dans notre dernier rapport sur formulaire 40-F déposés respectivement auprès des organismes canadiens et américains de réglementation des valeurs mobilières.

## 11. AUTRES ÉLÉMENTS

### **Contrôles et procédures de communication de l'information financière et contrôle internes à l'égard de l'information financière**

Selon leur évaluation au 31 décembre 2017, 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 2017, il ne s'était produit, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, 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 2017 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 2017.

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**

À la suite de la baisse récemment annoncée du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis de 35 % à 21 %, Suncor a révisé les hypothèses sous-jacentes à ses perspectives concernant le contexte commercial pour l'exercice complet. Aucune autre modification n'a été apportée aux fourchettes prévisionnelles de la Société publiées le 7 février 2018. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2018, veuillez consulter la page [www.suncor.com/perspectives](http://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 de Syncrude, la marge de raffinage brute, les charges d'exploitation de raffinage et les stocks selon la méthode 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.

### 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 2017, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015, 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 2017 et 31 décembre 2016 fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net présenté ci-dessous.

#### Analyses de rapprochement du résultat d'exploitation

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

- Le facteur lié aux volumes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes des ventes et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur Raffinage et commercialisation.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, exception faite de la production de la Libye, qui est exempte de redevances, ainsi que les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié 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.

### 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)

		2017	2016	2015
Ajustements du résultat net				
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires		4 458	434	(1 995)
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :				
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(702)	(524)	1 930
Charge d'intérêts nette		158	304	312
	A	3 914	214	247
Capital investi – début de la période de 12 mois				
Dette nette		14 414	11 254	7 834
Capitaux propres		44 630	39 039	41 603
		59 044	50 293	49 437
Capital investi – fin 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 moyen investi	B	58 667	57 999	50 565
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	6,7	0,4	0,5
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	12 901	10 147	7 195
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	8,6	0,5	0,6

**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 extracôticières 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, réduisent 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		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Résultat net	1 009	(1 149)	(856)	732	190	(758)	2 658	1 890	2 306
Ajustements pour :									
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	3 782	3 864	3 583	1 028	1 381	3 106	685	702	685
Impôt sur le résultat différé	170	(78)	172	(113)	(506)	(1 235)	(138)	12	(21)
Augmentation des passifs	195	208	144	45	53	50	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	2	19	20	—	—	—	9	27	60
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	(50)	(33)	8	—	—	(5)	(354)	(35)	(109)
Rémunération fondée sur des actions	(3)	41	13	6	12	9	4	21	2
Frais de prospection	—	—	—	41	204	255	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(305)	(248)	(277)	(31)	(1)	(5)	(17)	(20)	(20)
Autres	(62)	45	28	17	(20)	(31)	(13)	2	11
<b>Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation</b>	<b>4 738</b>	<b>2 669</b>	<b>2 835</b>	<b>1 725</b>	<b>1 313</b>	<b>1 386</b>	<b>2 841</b>	<b>2 606</b>	<b>2 921</b>
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(451)	(383)	(27)	(13)	60	322	1 563	787	306
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	4 287	2 286	2 808	1 712	1 373	1 708	4 404	3 393	3 227

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Siège social, négociation de l'énergie et éliminations			Total		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Résultat net	59	(486)	(2 687)	4 458	445	(1 995)
Ajustements pour :						
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	106	170	126	5 601	6 117	7 500
Impôt sur le résultat différé	330	60	160	249	(512)	(924)
Augmentation des passifs	—	1	(4)	247	269	197
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(771)	(458)	1 967	(771)	(458)	1 967
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	117	(53)	7	128	(7)	87
Perte sur l'extinction d'une dette	51	99	—	51	99	—
Profit à la cession d'actifs	(70)	—	(4)	(474)	(68)	(110)
Rémunération fondée sur des actions	24	68	(6)	31	142	18
Frais de prospection	—	—	—	41	204	255
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	—	—	—	(353)	(269)	(302)
Autres	(11)	(1)	105	(69)	26	113
<b>Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation</b>	<b>(165)</b>	<b>(600)</b>	<b>(336)</b>	<b>9 139</b>	<b>5 988</b>	<b>6 806</b>
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(1 272)	(772)	(523)	(173)	(308)	78
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	(1 437)	(1 372)	(859)	8 966	5 680	6 884

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)	2017	2016	2015
Fonds provenant de l'exploitation	9 139	5 988	6 806
Dépenses en immobilisations de croissance et dividendes	(5 083)	(4 191)	(4 250)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	4 056	1 797	2 556

#### Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec 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. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude 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, ce qui comprend, sans s'y limiter, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères.

#### 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 qu'elle exerçait auparavant. 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)

	2017	2016	2015
<b>Rapprochement de la marge de raffinage brute</b>			
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	5 952	5 813	6 311
Autres produits	73	16	86
Marge non liée au raffinage	(1 800)	(2 403)	(2 123)
Marge de raffinage	4 225	3 426	4 274
Production des raffineries <sup>1)</sup> (kb)	174 461	168 798	171 581
Marge de raffinage (\$/b)	24,20	20,30	24,90
<b>Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage</b>			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 007	2 203	2 219
Coûts non liés au raffinage	(1 125)	(1 343)	(1 338)
Charges d'exploitation de raffinage	882	860	881
Production des raffineries <sup>1)</sup>	174 461	168 798	171 581
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,05	5,10	5,10

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

#### 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.

### Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi<sup>3</sup>e ou en Mpi<sup>3</sup>e de gaz naturel, en supposant que six kpi<sup>3</sup> 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 kpi<sup>3</sup>e, Mpi<sup>3</sup>e, 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 kpi<sup>3</sup> 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.

### Rapprochement du résultat d'exploitation pour les quatrièmes trimestres de 2017 et de 2016

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploitation et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Résultat net présenté	670	276	217	54	886	524	(391)	(323)	1 382	531
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	91	222	91	222
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	—
Décomptabilisation et pertes de valeur	—	40	—	—	—	—	—	31	—	71
Profit hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt	—	—	—	—	—	—	(2)	(188)	(2)	(188)
Résultat d'exploitation	615	316	231	54	746	524	(282)	(258)	1 310	636



## Rapprochement des fonds provenant de l'exploitation pour les quatrièmes trimestres de 2017 et de 2016

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	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Résultat net	670	276	217	54	886	524	(391)	(323)	1 382	531
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 055	1 038	219	294	196	196	18	73	1 488	1 601
Impôt sur le résultat différé	181	(14)	5	(44)	(161)	(3)	78	(9)	103	(70)
Augmentation des passifs	49	53	12	10	2	2	—	—	63	65
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	74	313	74	313
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	2	—	—	—	9	(1)	5	(271)	16	(272)
Profit à la cession d'actifs	(46)	—	—	—	(2)	(21)	—	—	(48)	(21)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	26	—	26	—
Rémunération fondée sur des actions	34	57	4	7	17	32	61	105	116	201
Frais de prospection	—	—	—	65	—	—	—	—	—	65
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(76)	(55)	(15)	(1)	(7)	(7)	—	—	(98)	(63)
Autres	(89)	17	(11)	—	(5)	—	(1)	(2)	(106)	15
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 780	1 372	431	385	935	722	(130)	(114)	3 016	2 365
(Diminution) augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(509)	217	101	156	496	982	(349)	(929)	(261)	426
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	1 271	1 589	532	541	1 431	1 704	(479)	(1 043)	2 755	2 791

## 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 <sup>3</sup>	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi <sup>3</sup> e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3</sup>	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi <sup>3</sup> /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi <sup>3</sup> e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3</sup> e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
m <sup>3</sup>	mètres cubes
MW	mégawatts
MWh	mégawattheure

### Lieux et devises

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
C.-B.	Colombie-Britannique
\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
\$ US	Dollars américains
£	Livres sterling
€	Euros

### Contexte financier et commercial

WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange

## Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs et de l'information prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs ») au sens des lois sur les valeurs canadiennes et américaines applicables, ainsi que d'autres informations qui reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et de l'équipement; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois et politiques gouvernementales applicables; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et des infrastructures; le respect par les tiers de leurs obligations envers Suncor; 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 » 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 le coût et la mise en valeur des projets, le rendement de ses actifs, les volumes de production et les dépenses en immobilisations, notamment en ce qui a trait à ce qui suit :

- les stratégies et les engagements de Suncor, notamment pour procurer des rendements soutenus et concurrentiels aux actionnaires en mettant l'accent sur la gestion rigoureuse du capital, l'excellence opérationnelle et la croissance rentable à long terme ainsi qu'en tablant sur ses atouts concurrentiels, à savoir un portefeuille de réserves de sables pétrolifères à longue durée de vie et à faible déplétion parmi les plus convoités dans l'industrie, des activités en aval hautement performantes et entièrement intégrées; une production extracôticière ciblée qui offre une diversification sur les plans géographique et des flux de trésorerie; une bonne santé financière; une vaste expertise sectorielle; et un engagement ferme en faveur du développement durable, ainsi que les principales composantes de la stratégie de Suncor, notamment l'exploitation et la mise en valeur rentables de ses réserves, l'optimisation de la valeur au moyen de l'intégration, 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;

- les attentes concernant le projet minier Fort Hills, notamment l'attente selon laquelle Fort Hills atteindra 90 % de la capacité de production prévue d'ici la fin de 2018; la prévision selon laquelle la capacité nominale sera de 194 000 blj et la capacité nette prévue pour Suncor; l'attente selon laquelle les essais de production qui ont été menés dans la partie initiale de l'usine en 2017 atténueront les risques liés à l'accélération de la production en 2018; l'attente selon laquelle la participation directe dans Fort Hills pourrait être encore ajustée; et l'attente selon laquelle les dépenses en immobilisations de maintien engagées en 2018 seront axées sur la gestion des résidus et sur des projets visant à maintenir la capacité de production, y compris le matériel minier;
- les attentes concernant Hebron, notamment l'attente selon laquelle le projet générera, à capacité maximale, plus de 30 000 blj, nets pour Suncor, après une phase d'accélération graduelle s'étendant sur plusieurs années, les plans de forage en 2018, et le coût estimé du projet;
- les attentes concernant Syncrude, notamment en ce qui a trait à l'accent soutenu mis sur la fiabilité; au travail réalisé avec les autres propriétaires de Syncrude sur un cadre qui permettra de réduire les coûts d'exploitation, d'accroître la performance et de mettre en place des synergies régionales; l'attente selon laquelle la Société recevra un produit d'assurance dommages matériels d'un montant additionnel de 64 M\$ lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017; ainsi que l'attente selon laquelle les dépenses en immobilisations de maintien engagées en 2018 seront axées sur les programmes de fiabilité, les travaux de maintenance planifiés et la capacité de production continue;
- les attentes concernant le projet d'extension ouest de White Rose, notamment ceux selon lesquels la production des premiers barils de pétrole est prévue pour 2022 et la quote-part de la production qui reviendra à la Société, à cadence maximale, est estimée à 20 000 blj;
- la possibilité d'accroître la production du secteur Sables pétrolifères par la réalisation de projets peu coûteux de désengorgement, d'agrandissement et d'amélioration de la fiabilité, l'accent mis par le secteur Sables pétrolifères sur une exploitation sécuritaire, fiable et durable, notamment grâce à l'amélioration continue du taux de fiabilité des installations de valorisation et à la poursuite des travaux de remplacement des chaudières à coke à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, afin d'obtenir la meilleure rentabilité et la plus faible intensité carbonique possible; les initiatives de la Société en matière d'excellence opérationnelle visant à accroître le taux d'utilisation des installations et la productivité de la main-d'œuvre; l'attente selon laquelle ces initiatives mèneront à l'atteinte d'une croissance stable de la production tout en réduisant les charges d'exploitation; l'accent mis sur la poursuite des efforts visant à réduire de façon durable les charges d'exploitation contrôlables grâce à l'élimination des activités non essentielles et au maintien d'une collaboration avec les fournisseurs et les partenaires d'affaires; ainsi que l'accent mis sur la gestion des possibilités d'investissement, notamment les possibilités de réinvestissement de maintien, au moyen d'un processus rigoureux de mise en valeur des actifs, ainsi que sur la réalisation de gains de productivité découlant de travaux de révision;
- l'accent mis par le secteur Exploration et production sur des projets à faible coût qui dégagent des rendements, des flux de trésorerie et une valeur à long terme considérables, et l'examen des possibilités d'exploration et de mise en valeur au large de la côte Est du Canada, au large de la Norvège et dans la portion britannique de la mer du Nord en vue de diversifier et de réduire le coût de sa production de pétrole conventionnel;
- les plans concernant les dépenses en immobilisations de maintien du secteur Sables pétrolifères, qui devraient être axées sur la gestion des résidus, sur les travaux de maintenance planifiés et sur d'autres investissements visant à maintenir la capacité de production aux installations existantes, principalement des investissements liés aux nouvelles plateformes de puits des installations in situ destinées à compenser le déclin naturel de la production et des investissements liés à la mise en œuvre d'un programme de transport par camion autonome;
- l'attente selon laquelle les plateformes de puits en construction permettront d'assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir, à mesure que la production des plateformes de puits existantes fléchira;
- les plans concernant le maintien des activités de mise en valeur au large de la côte Est du Canada et du Royaume-Uni en tirant parti des installations et infrastructures existantes en vue d'accroître la production et de prolonger la vie productive des champs existants; les travaux de mise en valeur prévus en 2018 dans le cadre du projet Oda, et du projet de mise en valeur Fenja, en Norvège, et les travaux de conception préalables à l'autorisation du projet de mise en valeur future Rosebank et les dépenses en immobilisations de croissance prévues en 2018;
- l'attente selon laquelle les dépenses en immobilisations de maintien du secteur Raffinage et commercialisation seront axées sur les travaux de maintenance planifiés, les

investissements dans la technologie et les remplacements d'actifs périodiques;

- l'intention de Suncor de continuer de tabler sur la force de la marque Petro-Canada pour accroître ses produits non liés au pétrole par l'entremise de son réseau de dépanneurs et de lave-autos;
- les éventuels nouveaux projets de production d'énergie éolienne et d'énergie solaire;
- l'évaluation par le secteur Négociation de l'énergie de la possibilité de conclure de nouvelles ententes de transport par pipeline en vue de soutenir la croissance prévue de la production à long terme;
- les attentes concernant la clôture des transactions avec Canbriam et Faroe Petroleum ainsi que la date de leur clôture.

Le calendrier, la durée et les conséquences prévus 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 maintenance des installations de cokéfaction de Syncrude qui devraient être achevés au deuxième trimestre de 2018, ainsi que les travaux de maintenance supplémentaires portant sur l'usine de valorisation 2 et les installations de Syncrude qui devraient débuter au troisième trimestre de 2018 et s'achever au début du quatrième trimestre de 2018;
- les travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines qui devraient être entrepris à Terra Nova au troisième trimestre de 2018;
- les travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines devant être exécutés à la raffinerie d'Edmonton, notamment des travaux de révision complets des installations de raffinage d'une durée d'un mois, et les travaux de révision d'une durée de quatre semaines devant être exécutés à la raffinerie de Commerce City, travaux qui devraient tous débuter vers la fin du premier trimestre de 2018 et se poursuivre au deuxième trimestre de 2018; les travaux de révision d'une durée de six semaines qui devraient être exécutés à la raffinerie de Sarnia au deuxième trimestre de 2018; les travaux de maintenance d'une durée de trois semaines qui devraient être exécutés à la raffinerie de Montréal au deuxième trimestre; les travaux de maintenance d'une durée de cinq semaines qui devraient débuter à la raffinerie de Montréal au troisième trimestre de 2018; ainsi que les travaux de maintenance d'une durée de deux semaines qui devraient débuter à la raffinerie de Commerce City au quatrième trimestre.

Autres éléments :

- l'attente selon laquelle la diminution nette de la dette à long terme en 2017 devrait permettre de réduire les coûts de financement futurs en plus de fournir une souplesse financière accrue, et le fait que la Société estime que les liquidités supplémentaires que procuraient sa facilité de crédit qui a été réduite la facilité de crédit acquise dans le cadre de l'acquisition de COS qui a été annulée ne sont plus requises;
- la sensibilité aux facteurs économiques;
- l'attente selon laquelle les intérêts incorporés à l'actif de la Société et les dépenses de croissance du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères diminueront considérablement en 2018;
- 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 fait que la Société estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2018, de l'ordre de 4,5 G\$ à 5,0 G\$, de même que pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels 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 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.

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, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, 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; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; la dépendance de Suncor à l'égard de la capacité de production des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait compromettre sa capacité de distribuer ses produits sur le marché; la capacité de Suncor à financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et les investissements de maintien; 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 Exploration et production 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; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; 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 Raffinage et commercialisation 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; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; 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 l'exécution des projets majeurs de Suncor et à la mise en service et à l'intégration des nouvelles installations; 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, de frais, de redevances, de droits de douane ou d'autres coûts liés à la conformité imposés par le gouvernement, ou des changements apportés à ceux-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; 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 la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations d'ordre réglementaire nécessaires aux activités de prospection et de mise en valeur de la Société; 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; sa capacité à obtenir toute autorisation requise des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor, et la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de cette autorisation; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; les risques liés aux 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 2017 de la Société datée du 1<sup>er</sup> mars 2018 et le formulaire 40-F déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au [www.sec.gov](http://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.