



# NOTICE ANNUELLE

Datée du 28 février 2019

Suncor Energie Inc.



# NOTICE ANNUELLE DATÉE DU 28 FÉVRIER 2018

## TABLE DES MATIÈRES

1	<b>Avis</b>
2	<b>Glossaire</b>
2	Termes courants de l'industrie
4	Abréviations courantes
4	Table de conversion
5	<b>Structure de l'entreprise</b>
5	Dénomination, adresse et constitution
5	Liens intersociétés
5	<b>Développement général de l'entreprise</b>
5	Survol
7	Historique des trois derniers exercices
10	<b>Description narrative des entreprises de Suncor</b>
10	Sables pétrolifères
14	Exploration et production
18	Raffinage et commercialisation
21	Autres entreprises de Suncor
23	<b>Employés de Suncor</b>
23	<b>Politiques en matière d'éthique et politiques sociales et environnementales</b>
25	<b>Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz</b>
27	Tableaux et notes concernant les réserves de pétrole et de gaz
32	Tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs et notes
38	Autre information concernant les données relatives aux réserves
48	<b>Situation dans l'industrie</b>
54	<b>Facteurs de risque</b>
63	<b>Dividendes</b>
64	<b>Description de la structure du capital</b>
66	<b>Marché pour la négociation des titres</b>
67	<b>Administrateurs et membres de la haute direction</b>
71	<b>Renseignements sur le comité d'audit</b>
73	<b>Poursuites et mesures de réglementation</b>
73	<b>Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes</b>
73	<b>Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres</b>
73	<b>Contrats importants</b>
73	<b>Intérêts des experts</b>
73	<b>Information divulguée conformément aux exigences de la NYSE</b>
74	<b>Renseignements complémentaires</b>
75	<b>Mise en garde concernant les énoncés prospectifs et les mesures financières hors PCGR</b>
	<b>Annexes</b>
A-1	ANNEXE A – MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT
B-1	ANNEXE B – SUNCOR ÉNERGIE INC. POLITIQUE ET PROCÉDURES D'APPROBATION PRÉALABLE DES SERVICES D'AUDIT ET DES SERVICES NON LIÉS À L'AUDIT
C-1	ANNEXE C – ANNEXE 51-101A2 RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ÉTABLI PAR L'ÉVALUATEUR OU LE VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT
D-1	ANNEXE D – ANNEXE 51-101A2 RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ÉTABLI PAR L'ÉVALUATEUR OU LE VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT
E-1	ANNEXE E – ANNEXE 51-101A3 RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION

## AVIS

À moins que le contexte ne s'y oppose, dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle »), les termes « Suncor » ou « la Société » renvoient à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales, sociétés de personnes et arrangements conjoints (dont ceux décrits à la note 27 des états financiers consolidés audités 2018 de la Société). Les termes « conseil d'administration » ou « conseil » désignent le conseil d'administration de Suncor Énergie Inc.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes tirés de la production sont présentés en fonction d'une participation directe, avant le versement des redevances, à moins d'indication contraire.

Les renvois aux états financiers consolidés audités 2018 désignent les états financiers consolidés audités de Suncor établis conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR), qui respectent le cadre établi par les International Financial Reporting Standards (IFRS), aux notes afférentes à ceux-ci et au rapport des auditeurs sur ces états au 31 décembre 2018 et pour chaque exercice de la période de deux exercices close à cette date. Les renvois au rapport de gestion désignent le rapport de gestion de Suncor daté du 28 février 2019.

La présente notice annuelle comprend des énoncés prospectifs fondés sur les plans, attentes, estimations, projections et hypothèses actuels de Suncor. L'information présentée est soumise à un certain nombre de risques et d'incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent document à la rubrique « Facteurs de risque », dont un grand nombre échappent au contrôle de la Société. Les lecteurs devraient se rappeler que les résultats réels pourraient différer considérablement par rapport aux renseignements contenus dans la présente notice annuelle. On se reportera à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs et les mesures financières hors PCGR » de la présente notice annuelle pour obtenir de l'information concernant les facteurs de risque et les principales hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs.

L'information contenue sur le site Web de Suncor au [www.suncor.com](http://www.suncor.com) ou accessible par ailleurs par l'intermédiaire de ce site ne fait pas partie de la présente notice annuelle et n'est pas intégrée par renvoi dans celle-ci.

# GLOSSAIRE

## Termes courants de l'industrie

### Produits

**gaz naturel** : mélange d'hydrocarbures légers qui se présentent en phase gazeuse ou en solution avec du pétrole brut dans des réservoirs, et qui sont gazeux à la pression atmosphérique. Le gaz naturel peut contenir du soufre ou d'autres composés que des hydrocarbures.

**gaz naturel classique** : gaz naturel qu'on retrouve dans une roche réservoir normale, poreuse et perméable et qui, à un moment donné, est techniquement et économiquement récupérable avec des moyens de production courants.

**liquides de gaz naturel (LGN)** : composants d'hydrocarbures qu'il est possible d'extraire du gaz naturel sous forme liquide. Il s'agit notamment de l'éthane, du propane, des butanes, des pentanes plus, du condensat et de faibles quantités d'autres composés que des hydrocarbures. Les **gaz de pétrole liquéfiés (GPL)** se composent principalement de propane et/ou de butane et, au Canada, contiennent souvent de l'éthane.

**pétrole brut** : mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds existant en phase liquide dans des réservoirs et qui demeure liquide à la pression et à la température atmosphériques. Le pétrole brut peut renfermer des traces de soufre et d'autres composés que des hydrocarbures, mais ne comprend pas les liquides récupérés par le traitement du gaz naturel.

**bitume** : hydrocarbure solide ou semi-solide d'origine naturelle, composé essentiellement d'hydrocarbures lourds dont la lourdeur ou l'épaisseur rend impossible leur écoulement ou leur pompage sans dilution ou chauffage, et qui n'est pas principalement récupérable à des taux rentables à partir d'un puits sans la mise en œuvre de méthodes de récupération assistée. Une fois extrait, le bitume peut être valorisé pour devenir du pétrole brut et d'autres produits pétroliers.

**pétrole brut léger** : pétrole brut dont la densité relative est supérieure à une gravité de 31,1 degrés API.

**pétrole brut lourd** : pétrole brut dont la densité relative est supérieure à une gravité de 10,0 degrés API et inférieure ou égale à une gravité de 22,3 degrés API.

**pétrole brut moyen** : pétrole brut dont la densité relative est supérieure à une gravité de 22,3 degrés API et inférieure ou égale à une gravité de 31,1 degrés API.

**pétrole brut synthétique (PBS)** : mélange d'hydrocarbures liquides issu de la valorisation du bitume et pouvant contenir du soufre ou d'autres composés non hydrogénés. Il est qualifié de **pétrole brut non corrosif** si son contenu en soufre est faible et de **pétrole brut corrosif** si son contenu en soufre est plus élevé.

### Termes d'exploration et de développement pétroliers et gaziers

**champ** : région géographique définie comportant un ou plusieurs gisements contenant des hydrocarbures.

**frais de développement** : frais engagés pour avoir accès aux réserves et se doter d'installations pour l'extraction, le traitement, la collecte et le stockage de pétrole et de gaz des réserves.

**frais d'exploration** : frais relatifs à la reconnaissance des zones pouvant présenter des caractéristiques favorables à la présence de réserves de pétrole et de gaz et à l'étude des zones productives possibles, y compris les frais liés au forage de puits d'exploration et de puits d'essai stratigraphiques de type exploratoire.

### puits

**puits d'appréciation** : puits forés dans une accumulation d'hydrocarbures découverte dans le but de mieux comprendre l'étendue et la taille de l'accumulation.

**puits de délimitation** : puits forés afin de définir l'étendue des accumulations connues de pétrole aux fins de l'attribution des réserves. Ces puits comprennent les puits forés afin d'évaluer la stratigraphie, la structure et la saturation en bitume propres à une concession de sables pétrolifères.

**puits de développement** : puits forés dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou dans le voisinage immédiat de la limite du réservoir, jusqu'à une profondeur reconnue productive.

**puits de refoulement** : puits forés dans des zones où des fluides excédentaires provenant de l'exploitation peuvent être injectés de façon sécuritaire en vue de leur élimination sécuritaire. Le fluide est pompé dans une formation souterraine isolée des autres formations par des couches rocheuses imperméables. Ces puits sont exploités dans le respect des limites approuvées par les organismes de réglementation appropriés.

**puits de réinjection de déblais** : puits forés en vue de l'élimination sécuritaire des déchets de forage, y compris des déblais de forage, un mélange de boues, d'anciens fluides de forage et des eaux usées, afin de réduire au minimum l'impact sur l'environnement.

**puits de service** : puits de développement forés ou achevés en vue de soutenir la production dans un champ existant, comme les puits forés aux fins d'injection de gaz, de vapeur ou d'eau ou les puits d'observation.

**puits d'essai stratigraphique** : puits qui ne sont habituellement pas destinés à devenir des puits producteurs et qui visent à obtenir de l'information sur une situation géologique particulière, notamment au moyen du **carottage** ou de **puits de délimitation** sur des concessions de sables pétrolifères, ou à évaluer le potentiel commercial (soit la taille et la qualité) d'une découverte, tels que les **puits d'évaluation** pour les découvertes extracôtières.

**puits d'exploration** : puits forés dans l'intention de découvrir des réservoirs ou des gisements commerciaux de pétrole brut et/ou de gaz naturel.

**puits d'observation** : puits utilisés pour contrôler les changements dans un champ exploité. Parmi les paramètres pouvant être contrôlés, mentionnons les saturations de fluides, la température ou la pression des réservoirs.

**puits intercalaires** : puits forés dans une accumulation connue de pétrole, entre les puits de développement existants, afin de cibler des régions du réservoir contenant des hydrocarbures contournés ou d'accélérer la production.

**puits secs** : puits de développement ou d'exploration déterminés comme incapables de produire du pétrole ou du gaz en quantités suffisantes pour justifier son parachèvement en puits de pétrole ou de gaz.

**réservoir** : unité géologique souterraine contenant une accumulation de pétrole potentiellement récupérable.

**sables pétrolifères** : gisements de sable, de grès ou d'autres roches sédimentaires qui contiennent du bitume brut.

#### Termes de production

**activités en amont** : activités qui regroupent l'exploration, le développement et la production de pétrole brut, de bitume ou de gaz naturel.

**activités en aval** : raffinage du pétrole brut et distribution et vente de produits raffinés au détail et en gros.

**activités intermédiaires** : activités qui regroupent le transport, le stockage et la commercialisation de gros de pétrole brut ou de produits pétroliers raffinés.

**charge d'alimentation brute** : généralement (i) le bitume requis pour la production de PBS pour les activités relatives aux sables pétrolifères de la Société ou (ii) le pétrole brut et/ou les autres composantes nécessaires à la production de produits pétroliers raffinés pour les activités en aval de la Société.

**contrats de partage de la production (CPP)** : type courant de contrat, à l'extérieur de l'Amérique du Nord, intervenant entre un gouvernement et une société d'extraction de ressources qui vise à fixer la quantité de ressources produites que chaque partie recevra et à établir quelles parties sont responsables du développement des ressources et de l'exploitation des installations connexes. La société d'extraction de ressources n'obtient pas le titre à l'égard du produit; toutefois, la société est assujettie aux risques et aux avantages en amont. Un **contrat d'exploration et de partage de la production (CEPP)** est un type de CPP qui établit également quelles parties sont responsables des activités d'exploration.

**diluant** : mélange d'hydrocarbures légers mélangé avec du bitume ou du pétrole brut lourd afin d'en réduire la viscosité de manière à ce qu'il puisse être transporté par pipeline.

**drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV)** : technologie de récupération de pétrole améliorée permettant de produire du bitume. Il nécessite le forage de deux puits horizontaux, l'un étant situé au-dessus de l'autre. Afin de réduire la perturbation du sol et d'améliorer l'efficacité au chapitre des coûts, les paires de puits sont forés à partir de plateformes multipuits. De la vapeur basse pression est injectée dans le puits du dessus afin de chauffer le bitume. Ce procédé réduit la viscosité du bitume, ce qui permet au bitume chauffé et à la vapeur condensée de s'écouler dans le puits

du dessous et de remonter à la surface avec l'aide de pompes souterraines ou d'un gaz de circulation.

**extraction** : procédé de séparation du bitume des sables pétrolifères.

**in situ** : méthodes d'extraction du bitume dans les sables pétrolifères par d'autres moyens que l'exploitation de surface.

**morts-terrains** : matière recouvrant les sables pétrolifères qu'il faut enlever avant de pouvoir procéder à l'extraction. Les morts-terrains sont enlevés de façon progressive afin d'exposer continuellement le minerai.

**ratio vapeur-pétrole (RVP)** : paramètre utilisé pour quantifier l'efficacité d'un procédé de récupération du pétrole in situ, qui mesure le nombre de mètres cubes d'eau (transformée en vapeur) nécessaires à la production d'un mètre cube de pétrole. Un ratio plus bas indique une utilisation de la vapeur plus efficace.

**traitement par moussage** : procédé par lequel on ajoute un hydrocarbure léger à la mousse de bitume produite au moment du processus d'extraction afin de séparer le bitume de l'eau et des matières fines contenues dans la mousse de bitume.

**traitement par moussage paraffinique (TMP)** : procédé de traitement par moussage utilisant un diluant ou un solvant plus léger qui contient une plus grande quantité de paraffine, ce qui permet d'obtenir un bitume de qualité supérieure pouvant être vendu directement sur le marché sans qu'il soit nécessaire de le valoriser davantage.

**valorisation** : procédé en deux étapes dans le cadre duquel le bitume est converti en PBS.

**valorisation primaire** : également appelée cokéfaction ou craquage thermique, procédé de chauffage du bitume dans les coke drums visant à retirer le carbone excédentaire. Les vapeurs d'hydrocarbures surchauffées sont envoyées vers des tours de fractionnement où elles se condensent en naphta, en kérosène et en gasoil. Le résidu du carbone, ou coke, est retiré des coke drums périodiquement et vendu par la suite comme sous-produit.

**valorisation secondaire** : procédé de purification également appelé hydrotraitement qui ajoute de l'hydrogène et réduit le contenu en soufre et en azote de la production tirée de la valorisation primaire dans le but de créer du PBS non corrosif et du carburant diesel.

#### Réserves

Voir « Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves » du Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz contenues dans la présente notice annuelle.

## Abréviations courantes

La liste qui suit contient des abréviations qui peuvent être utilisées dans la présente notice annuelle.

### Unités de mesure

b	baril(s)
b/j	barils par jour
kb	milliers de barils
kb/j	milliers de barils par jour
Mb	millions de barils
Mb/j	millions de barils par jour
bep	barils d'équivalent pétrole
bep/j	barils d'équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils d'équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils d'équivalent pétrole par jour
Mbep	millions de barils d'équivalent pétrole
Mbep/j	millions de barils d'équivalent pétrole par jour
kpi <sup>3</sup>	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi <sup>3</sup> /j	milliers de pieds cubes de gaz naturel par jour
kpi <sup>3</sup> (e)	milliers de pieds cubes d'équivalent de gaz
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 d'équivalent de gaz
Mpi <sup>3</sup> (e)/j	millions de pieds cubes d'équivalent de gaz par jour
Gpi <sup>3</sup>	milliards de pieds cubes de gaz naturel
Gpi <sup>3</sup> (e)	milliards de pieds cubes d'équivalent de gaz naturel
GJ	gigajoules
MBTU	millions d'unités thermiques britanniques
API	American Petroleum Institute
CO <sub>2</sub>	dioxyde de carbone
CO <sub>2e</sub>	équivalent en dioxyde de carbone
m <sup>3</sup>	mètres cubes
m <sup>3</sup> /j	mètres cubes par jour
m <sup>3</sup> /s	mètres cubes par seconde
km	kilomètres
MT	mégatonnes
MW	mégawatts

### Endroits et monnaies

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
C.-B.	Colombie-Britannique
\$ ou \$ CA	dollars canadiens
\$ US	dollars américains
£	livres sterling
€	euros

### Produits, marchés et procédés

WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
LGN	liquides de gaz naturel
GPL	gaz de pétrole liquéfiés
PBS	pétrole brut synthétique
NYMEX	New York Mercantile Exchange
TSX	Bourse de Toronto
NYSE	New York Stock Exchange

Suncor convertit certains volumes de gaz naturel en bep, en bep/j, en kbep, en kbep/j et en Mbep à raison de 6 kpi<sup>3</sup> pour un bep. Toute donnée présentée en bep, en bep/j, en kbep, en kbep/j ou en Mbep peut être trompeuse, surtout si on l'emploie de façon isolée. Le ratio de conversion selon lequel 6 kpi<sup>3</sup> de gaz naturel équivalent à un b de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel est fondé sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits. Étant donné que le ratio de valeur fondé sur le prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère sensiblement de l'équivalence d'énergie de 6:1, un ratio de conversion de 6:1 peut être trompeur à titre d'indication de valeur.

### Table de conversion<sup>(1)(2)</sup>

1 m <sup>3</sup> de liquides = 6,29 barils	1 tonne = 0,984 tonne (longue)
1 m <sup>3</sup> de gaz naturel = 35,49 pieds cubes	1 tonne = 1,102 tonne (courte)
1 m <sup>3</sup> de morts-terrains = 1,31 verge cube	1 kilomètre = 0,62 mille
	1 hectare = 2,5 acres

- (1) Selon les facteurs de conversion indiqués ci-dessus, la conversion des nombres arrondis qui figurent dans la présente notice annuelle peut donner lieu à de légers écarts par rapport aux chiffres indiqués en raison de l'arrondissement.
- (2) Dans la présente notice annuelle, certaines données sont exprimées selon le système métrique et d'autres en mesures impériales.

## STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

### Dénomination, adresse et constitution

Suncor Énergie Inc. (auparavant Suncor Inc.) est issue de la fusion, en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA »), le 22 août 1979, de Sun Oil Company Limited, constituée en 1923, et de Great Canadian Oil Sands Limited, constituée en 1953. Le 1<sup>er</sup> janvier 1989, la Société a fusionné de nouveau avec une filiale en propriété exclusive en vertu de la LCSA. La Société a modifié ses statuts en 1995 par suite du déménagement de son siège social de Toronto, en Ontario, à Calgary, en Alberta, et elle les a modifiés de nouveau en avril 1997 dans le but d'adopter la dénomination sociale « Suncor Énergie Inc. ». En avril 1997, en mai 2000, en mai 2002 et en

mai 2008, la Société a modifié ses statuts afin de fractionner ses actions émises et en circulation à raison de deux pour une.

Aux termes d'un arrangement en vertu de la LCSA qui a été réalisé avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada pour former une société par actions unique prorogée sous la dénomination « Suncor Énergie Inc. » Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, Suncor a fusionné avec certaines de ses filiales en propriété exclusive en vertu de la LCSA.

Le siège social et principal établissement de Suncor est situé au 150 – 6<sup>th</sup> Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3E3.

### Liens intersociétés

Les filiales importantes, qui appartaient chacune à 100 %, directement ou indirectement, à la Société au 31 décembre 2018, sont les suivantes :

Nom	Territoire de constitution	Description
<b>Activités canadiennes</b>		
Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership	Alberta	Société de personnes qui détient la plupart des actifs liés au secteur Sables pétrolifères de la Société.
Produits Suncor Énergie, S.E.N.C.	Alberta	Société de personnes qui détient la quasi-totalité des actifs canadiens de raffinage et de commercialisation de la Société.
Suncor Énergie Marketing Inc.	Alberta	Par le truchement de cette filiale, la production provenant des entreprises canadiennes en amont de Suncor est commercialisée. Cette filiale administre également les activités de commerce d'énergie et les activités liées à l'électricité de Suncor, commercialise certains produits de tiers, assure la charge d'alimentation de pétrole brut et de gaz naturel pour l'entreprise en aval de Suncor et assure et commercialise les LGN et les GPL pour l'entreprise en aval de Suncor.
Suncor Energy Ventures Corporation	Alberta	Filiale qui possède indirectement une participation de 36,74 % dans l'exploitation conjointe Syncrude.
Suncor Energy Ventures Partnership	Alberta	Société de personnes qui possède une participation de 22 % dans l'exploitation conjointe Syncrude.
<b>Activités américaines</b>		
Suncor Energy (U.S.A.) Marketing Inc.	Delaware	Filiale qui fournit et commercialise le pétrole brut de tiers en plus de fournir la charge d'alimentation de pétrole brut pour les activités de raffinage de la Société.
Suncor Energy (U.S.A.) Inc.	Delaware	Filiale par l'entremise de laquelle les activités de raffinage et de commercialisation de Suncor sont menées aux États-Unis.
<b>Activités internationales</b>		
Suncor Energy UK Limited	R.-U.	Filiale par l'entremise de laquelle la majorité des activités de Suncor au R.-U. sont menées.

Les autres filiales de la Société représentaient chacune (i) moins de 10 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2018 et (ii) moins de 10 % des produits d'exploitation consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Globalement, les autres filiales représentaient moins de 20 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2018 et moins de 20 % des produits d'exploitation consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

## DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

### Survol

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. L'objectif stratégique de la Société est de développer l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit les sables pétrolifères de l'Athabasca, situés au Canada. De plus, Suncor exerce des activités de prospection, d'acquisition, de développement, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel au Canada et à l'échelle internationale; elle transporte et raffine du pétrole brut et commercialise des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. La Société exerce également des activités de négociation de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, d'électricité et de sous-produits. Suncor exploite également une entreprise d'énergie renouvelable dans le cadre de son portefeuille global d'actifs.



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 les sables pétrolifères de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, consistent à récupérer du bitume provenant des projets miniers et des activités in situ, puis à valoriser le bitume ainsi produit en le transformant en pétrole brut synthétique destiné aux charges d'alimentation des raffineries et au combustible diesel ou à le mélanger avec du diluant en vue de sa vente directe sur le marché. Le secteur Sables pétrolifères se compose des 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 et les actifs de logistique et d'entreposage connexes dont Suncor est propriétaire et qu'elle exploite dans la région des sables pétrolifères de l'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 dans les mines Millennium et North 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, à des unités de cogénération, 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, l'infrastructure liée au bitume chaud, y compris des pipelines isolés, des lignes 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 du Parc de stockage Est se rapportant spécifiquement aux activités in situ. 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.
- **Fort Hills** désigne la participation de 54,11 % de Suncor dans le projet d'exploitation minière Fort Hills, dont elle est l'exploitant. Au cours du premier trimestre de 2018, la Société a acquis une participation supplémentaire de 1,05 % dans Fort Hills pour une contrepartie de 145 M\$, augmentant ainsi sa participation qui s'établissait auparavant à 53,06 %, par suite de l'entente de règlement commerciale intervenue entre les partenaires du projet Fort Hills en décembre 2017. Le projet Fort Hills comprend la mine, les installations d'extraction primaire et secondaire et les infrastructures connexes. Les installations du Parc de stockage Est ont été agrandies en juillet 2017 afin de soutenir la production de Fort Hills. Les installations agrandies qui mélangent le bitume de Fort Hills pour Suncor et les autres partenaires du projet Fort Hills sont appelées « projet d'agrandissement du Parc de stockage Est ». Le 22 novembre 2017, la Société a réalisé l'aliénation d'une participation combinée 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 au moyen de la création de Thebacha Limited Partnership.
- **Syncrude** désigne la participation directe de 58,74 % de Suncor dans l'exploitation conjointe Syncrude dans la région des sables pétrolifères de l'Athabasca. Syncrude comprend les activités d'exploitation et d'extraction minières à Aurora et à Mildred Lake, les installations de valorisation intégrées ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs, notamment les

services publics et les installations de production d'énergie et de remise en état. Le 23 février 2018, Suncor a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal Energy Limited (« Mocal ») pour un montant de 923 M\$, augmentant ainsi sa participation qui s'établissait auparavant à 53,74 %.

## EXPLORATION ET PRODUCTION

Le secteur Exploration et production (« E et P ») de Suncor comprend les activités extracôtières situées au Canada, au R.-U. et en Norvège et les actifs terrestres situés en Libye et en Syrie :

- Le secteur **E et P Canada** comprend la participation directe de 37,675 % que Suncor détient dans Terra Nova à titre d'exploitant. Suncor détient également des participations non exploitées dans Hibernia (20 % dans le projet de base et 19,190 % dans l'unité d'extension Hibernia Southern), White Rose (27,5 % dans le projet de base et 26,125 % dans les projets d'extension) et Hebron (21,034 %). En outre, Suncor détient des participations dans plusieurs permis de prospection et attestations de découverte importante au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Le secteur E et P Canada comprenait auparavant les avoirs fonciers minéraux de Suncor situés dans le nord-est de la C.-B.; toutefois, le 23 mars 2018, la Société a échangé ses avoirs fonciers minéraux, y compris la production connexe, et une contrepartie au comptant supplémentaire de 52 M\$ avec Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») contre une participation de 37 % dans la société gazière fermée.
- Le secteur **E et P International** comprend des participations non exploitées de Suncor dans Buzzard (29,89 %), le développement du secteur Golden Eagle (le « DSGE ») (26,69 %), le projet de développement futur Rosebank (40 %), dans lequel la Société a acquis une participation supplémentaire de 10 % en 2018, faisant passer de 30 % à 40 % sa participation dans le projet, le projet Oda (30 %) et le projet de développement Fenja (17,5 %), dans lequel Suncor a acquis sa participation le 31 mai 2018 auprès de Faroe Petroleum Norge AS (« Faroe »). Les trois premiers projets sont situés au large du R.-U., tandis que les projets Oda et Fenja sont situés au large de la Norvège. Suncor détient également des participations dans plusieurs permis de prospection au large du R.-U. et de la Norvège. En Libye, la Société détient, aux termes de CEPP, une participation directe dans des projets de prospection et de mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte; la production de certains de ces champs demeure arrêtée en raison de l'agitation politique, et le calendrier de reprise des activités normales est incertain. En Syrie, elle détient également, aux termes d'un CPP, une participation dans le projet de mise en valeur gazière Ebla. Les activités de Suncor en Syrie ont été interrompues indéfiniment en 2011 en raison de l'agitation politique dans ce pays, et la Société croit que les actifs situés en Libye et en Syrie ont subi diverses étendues de dommages au cours des dernières années, y compris des actifs qui, d'après la Société, ont subi des dommages importants.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur Raffinage et commercialisation comprend deux principaux types d'activités :

- Les **activités de raffinage et d'approvisionnement** comprennent le raffinage du pétrole brut et des charges d'alimentation intermédiaires, qui sont transformés en divers produits pétroliers et pétrochimiques. Les activités de raffinage et d'approvisionnement se composent de ce qui suit :



- Le secteur **Est de l'Amérique du Nord**, qui comprend l'exploitation de raffineries situées à Montréal (Québec) et à Sarnia (Ontario).
- Le secteur **Ouest de l'Amérique du Nord**, qui comprend l'exploitation de raffineries situées à Edmonton (Alberta) et à Commerce City (Colorado).
- Le secteur **Autres actifs liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement**, qui comprend des participations dans des installations pétrochimiques et une usine de récupération de soufre à Montréal (Québec), des pipelines de produits et des terminaux au Canada et aux États-Unis, ainsi que l'usine d'éthanol à St. Clair en 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 appartenant à la Société, exploitées sous les marques Petro-Canada<sup>MD</sup> et Sunoco<sup>MD</sup> par des détaillants, ainsi que par l'intermédiaire d'un réseau national de relais routiers commerciaux et d'un circuit canadien de vente de produits en vrac au Canada, et par l'intermédiaire d'autres stations-service de détail et clients de gros au Colorado et au Wyoming.

## 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 dans l'**énergie renouvelable** comprennent le développement, la construction et la propriété d'installations d'électricité renouvelable exploitées par Suncor ainsi que par des partenaires de coentreprise partout au Canada. Ceux-ci comprennent un portefeuille d'installations éoliennes en exploitation situées en Alberta, en Saskatchewan et en Ontario, et un portefeuille de terrains sous option aux fins du développement de futurs projets éoliens et solaires.
- 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 segment **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.

### Historique des trois derniers exercices

Au cours des trois derniers exercices, plusieurs événements ont influencé l'évolution générale des activités de Suncor.

#### 2016

- **Acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS »).** Au premier trimestre de 2016, Suncor a fait l'acquisition de COS,

qui possédait 36,74 % de Syncrude. Cette acquisition a fourni à Suncor une capacité de production de PBS supplémentaire de 128 600 b/j grâce à sa participation supplémentaire dans Syncrude.

- **Acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude.** En juin 2016, Suncor a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Murphy Oil Company Limited (« Murphy »), ce qui a ajouté une capacité supplémentaire en matière de PBS de 17 500 b/j et porté la participation de Suncor dans Syncrude à ce moment-là à 53,74 %.
- **Achèvement de la révision des installations de l'usine de valorisation 2.** La première révision complète des installations de l'usine de valorisation 2 depuis que la Société a adopté un cycle de cinq ans a été achevée.
- **Réalisation d'un placement de titres de capitaux propres pour un produit net de 2,8 G\$.** Le produit net a été affecté au financement de l'acquisition de la participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Murphy et à la réduction de la dette afin d'offrir une flexibilité continue à l'égard du bilan.
- **La production des activités du secteur Sables pétrolifères est revenue de manière sécuritaire à ses taux d'exploitation normaux.** La production du secteur Sables pétrolifères de Suncor, y compris Syncrude, avait été entièrement arrêtée pendant les incendies de forêt dans la région de Fort McMurray. Suncor a utilisé sa capacité d'évacuer de manière sécuritaire les membres de collectivité et les travailleurs de la région. Aucun actif n'a été endommagé au cours des incendies de forêt et les activités sont par la suite revenues à leurs taux de production normaux à la mi-juillet.
- **Achat d'une participation de 30 % dans le projet Rosebank.** Le projet Rosebank est considéré comme l'une des ressources non développées restantes les plus importantes en mer du Nord britannique. Le projet devrait servir de complément au portefeuille britannique actuel de Suncor.

#### 2017

- **Vente de la participation de Suncor dans le parc éolien Cedar Point.** Le 24 janvier 2017, la Société a procédé à la clôture de la vente de sa part de 50 % dans Cedar Point pour un produit brut de 291 M\$.
- **Vente de l'entreprise Lubrifiants Petro-Canada Inc. (« LPCI »).** Le 1<sup>er</sup> février 2017, la Société a réalisé la vente de LPCI, y compris les installations de production et de fabrication à Mississauga, en Ontario, ainsi que les actifs de commercialisation et de distribution mondiaux détenus par LPCI, pour un produit brut de 1,125 G\$ à une filiale de HollyFrontier Corporation (« HollyFrontier »). La vente de LPCI a renforcé l'engagement de la Société à optimiser continuellement son portefeuille d'actifs et à se concentrer sur ses actifs essentiels.
- **Suncor a lancé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre de rachat »).** Suncor a déposé un avis d'intention de lancer une nouvelle offre de rachat visant l'achat et l'annulation d'un montant maximal de 2,0 G\$ d'actions ordinaires de la Société, à compter du 2 mai 2017 et prenant fin le 1<sup>er</sup> mai 2018, par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE et/ou d'autres plateformes de négociation. Au 31 décembre 2017, la Société avait racheté 33,2 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 42,61 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 1,413 G\$.
- **Approbation du projet West White Rose.** Suncor est un partenaire non exploitant ayant une participation directe

combinée d'environ 26 %. La quote-part de la Société dans la production pétrolière de pointe est estimée à 20 000 b/j.

- **Vente de la participation de Suncor dans le parc éolien Ripley.** Le 10 juillet 2017, la Société a procédé à la clôture de la vente de sa part de 50 % dans Ripley pour un produit brut de 48 M\$.
- **Vente d'une participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est de Suncor.** Le 22 novembre 2017, la Société a procédé à la clôture de la vente d'une participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est de Suncor à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew pour un produit brut de 503 M\$. Cette opération constitue le plus important investissement d'affaires à ce jour par les Premières Nations du Canada.
- **Placement de billets de 750 M\$ US.** Le 15 novembre 2017, la Société a émis 750 M\$ US de billets non garantis de premier rang à 4,00 % venant à échéance en 2047.
- **Première production pétrolière d'Hebron.** Hebron a lancé sa production pétrolière le 27 novembre 2017.
- **Remboursement de dettes.** La Société a remboursé 1,25 G\$ US de billets à 6,10 %, 600 M\$ US de billets à 6,05 % et 700 M\$ de billets à 5,80 %, qui devaient tous initialement venir à échéance au premier semestre de 2018. La réduction de l'encours de la dette a réduit les coûts de financement et offert une flexibilité financière continue.
- **Règlement d'un différend commercial concernant Fort Hills.** Le 21 décembre 2017, les partenaires de Fort Hills ont réglé leur différend commercial relativement au financement du capital du projet et conclu une entente aux termes de laquelle Suncor a acquis une participation supplémentaire de 2,26 % dans le projet pour une contrepartie de 308 M\$, ce qui a alors porté sa participation dans le projet à 53,06 %.

## 2018

- **Première production de pétrole de Fort Hills.** Le 27 janvier 2018, le projet Fort Hills a commencé à produire du bitume traité à la mousse paraffinique par extraction secondaire et la production s'est accélérée avec succès, atteignant en moyenne 94 % de la capacité nominale du projet de 194 kb/j (105 kb/j nets pour Suncor) au quatrième trimestre de 2018, ce qui a dépassé la cible de 90 % fixée par la Société.
- **Renouvellement de l'offre de rachat et augmentation des rachats d'actions.** En mai 2018, Suncor a renouvelé son offre de rachat afin de continuer à racheter ses actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE et/ou d'autres plateformes de négociation entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019. Le 14 novembre 2018, la TSX a accepté un avis déposé par la Société indiquant l'intention de celle-ci de modifier l'offre de rachat avec prise d'effet le 19 novembre 2018 afin de faire passer de 52 285 330 à 81 695 830 le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées. En 2018, la Société a racheté 64,4 millions d'actions ordinaires aux fins d'annulation au prix moyen de 47,38 \$ chacune, ce qui représente un coût de rachat total de 3,053 G\$. Après le 31 décembre 2018, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un nouveau programme de rachat d'actions d'au plus 2,0 G\$.
- **Acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude.** Le 23 février 2018, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal pour la somme de 923 M\$, ce qui a accru sa capacité de

production de pétrole brut synthétique de 17 500 b/j et porté sa participation à 58,74 %.

- **Échange d'actifs avec Canbriam.** Le 23 mars 2018, Suncor a échangé ses avoirs fonciers minéraux dans le nord-est de la C.-B., y compris la production connexe, et une contrepartie au comptant supplémentaire de 52 M\$, contre une participation de 37 % dans Canbriam, société gazière fermée.
- **Achat d'une participation déterminée de 17,5 % dans le projet de développement Fenja.** Le 31 mai 2018, la Société a acquis une participation non exploitée de 17,5 % dans le projet de développement Fenja situé au large de la Norvège auprès de Faroe moyennant des frais d'acquisition de 70 M\$, plus des frais de règlement provisoires de 22 M\$. Approuvé par ses propriétaires en décembre 2017, ce projet devrait produire ses premiers barils de pétrole en 2021, et sa production de pointe devrait atteindre 34 kb/j (6 kb/j nets pour Suncor) entre 2021 et 2022.
- **Acquisition d'une participation supplémentaire de 1,05 % dans Fort Hills.** Au premier trimestre de 2018, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 1,05 % dans le projet Fort Hills pour une contrepartie de 145 M\$, portant ainsi à 54,11 % sa participation dans le projet. L'acquisition de cette participation supplémentaire fait suite à l'entente de règlement commerciale intervenue entre les partenaires du projet Fort Hills en décembre 2017.
- **Aliénation du projet d'exploitation de sables pétrolifères Joslyn (« Joslyn »).** Le 29 septembre 2018, Suncor et d'autres partenaires détenant des participations directes dans Joslyn ont convenu de vendre la totalité de leurs participations directes respectives à Canadian Natural Resources Limited (« CNRL ») pour un produit brut de 225 M\$, ce qui a rapporté à Suncor un montant net de 82,7 M\$. Suncor détenait une participation directe de 36,75 % dans Joslyn avant l'opération.
- **Accélération de la production à Hebron.** Les activités de forage à Hebron se sont poursuivies pendant toute l'année 2018, et les troisième et quatrième puits de production sont entrés en service en avril et en octobre 2018, respectivement. La production continue de s'accélérer plus rapidement que prévu, atteignant en moyenne 13,0 kb/j en 2018. À capacité maximale, Hebron devrait produire 31,6 kb/j, nets pour Suncor.
- **Approbation de la phase 2 de Buzzard.** En 2018, la phase 2 de Buzzard a été approuvée par Suncor et les autres partenaires du projet, et le plan de développement a été approuvé par l'Oil and Gas Authority du R.-U. Suncor détient une participation non exploitée de 29,89 % dans le projet. Les premiers barils de pétrole sont attendus au début de 2021.
- **Remboursement de la dette.** La société a effectué un remboursement anticipé de 83 M\$ US sur une dette d'une filiale reprise dans le cadre de l'acquisition de COS, assortie d'un coupon de 7,75 %, qui devait initialement arriver à échéance le 15 mai 2019.
- **Pipeline bidirectionnel de Syncrude.** Au quatrième trimestre de 2018, Suncor et ses partenaires de coentreprise ont conclu une entente en vue de construire des pipelines de raccordement bidirectionnels qui relieront le site Mildred Lake de Syncrude et l'usine des Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor. Les pipelines amélioreront la souplesse opérationnelle en offrant une capacité de transport du bitume et des gazoles entre les deux usines, ce qui permettra d'accroître la fiabilité et l'utilisation. Les pipelines devraient entrer en service d'ici la fin de 2020, sous réserve des conditions commerciales définitives et des approbations réglementaires.

- **Mise en place des systèmes de transport autonome à North Steepbank.** En 2018, la Société a achevé la mise en place de systèmes de transport autonome à sa mine North Steepbank. Les camions autonomes, qui utilisent un système GPS, la communication sans fil et des technologies de perception, offrent divers avantages par rapport aux camions et aux pelles utilisés actuellement, notamment une performance accrue en matière de sécurité, une meilleure efficacité opérationnelle et de plus faibles coûts d'exploitation. La mise en place des systèmes est prévue à la mine Millennium et au projet Fort Hills au cours des six prochaines années.
- **Programme de réduction de la production obligatoire du gouvernement de l'Alberta.** En décembre 2018, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme de réduction de la production général qui a pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Suncor a inclus son estimation de l'incidence du programme de réduction sur ses activités dans ses perspectives de production pour 2019 publiées le 14 décembre 2018.

## DESCRIPTION NARRATIVE DES ENTREPRISES DE SUNCOR

*Pour obtenir une description des exigences réglementaires notamment en matière d'environnement ainsi que de l'environnement concurrentiel et des impacts saisonniers touchant les secteurs de Suncor, on se reportera aux rubriques Situation dans l'industrie et Facteurs de risque dans la présente notice annuelle.*

### Sables pétrolifères

#### Secteur des Sables pétrolifères – Actifs et activités

##### Activités de base des Sables pétrolifères

Les Activités de base des Sables pétrolifères intégrées de Suncor, situées dans la région des sables pétrolifères de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, comportent de nombreux volets.

##### • Exploitation minière et extraction

Pour l'exploitation minière à ciel ouvert, une fois les morts-terrains extraits, la Société utilise des pelles pour excaver les sables pétrolifères renfermant du bitume, qui sont acheminés par camion vers les trieuses et les concasseurs, qui réduisent la taille du minerai. Une boue composée d'eau chaude, de sable et de bitume est ensuite créée et acheminée par l'entremise de pipelines vers des usines d'extraction. Le bitume brut est séparé de la boue par un procédé à l'eau chaude qui crée une mousse de bitume. Du naphta est ajouté à la mousse de bitume pour créer du bitume dilué, qui est expédié ensuite vers une centrifugeuse qui en retire la plupart des impuretés et des minéraux restants. Les résidus grossiers produits dans le cadre de ce procédé sont placés directement dans des dépôts de sable.

##### • Valorisation

Après le transport du bitume dilué vers les usines de valorisation, le naphta est retiré et recyclé; il sera réutilisé comme diluant au cours des procédés d'extraction. Le bitume est valorisé au moyen d'un procédé de cokéfaction et de distillation. Le produit valorisé, appelé PBS corrosif, est vendu sur le marché ou valorisé de nouveau pour devenir du PBS non corrosif après le retrait du soufre et de l'azote au moyen d'un procédé de traitement à l'hydrogène. En plus du PBS corrosif et non corrosif, les procédés de valorisation permettent également de produire du carburant diesel à très faible teneur en soufre et d'autres sous-produits.

##### • Production d'électricité et de vapeur et utilisation de l'eau de traitement

Afin de produire de la vapeur destinée aux procédés d'exploitation et d'extraction minière, la Société utilise une unité de cogénération ou des chaudières à coke. L'électricité est produite par des turbogénératrices, dont la plupart font partie de l'unité de cogénération du secteur des Sables pétrolifères ou proviennent des unités de cogénération de Firebag. De l'eau de traitement est utilisée dans les procédés d'extraction puis est recyclée.

##### • Maintenance

Suncor procède régulièrement à des travaux de maintenance planifiés à ses installations. Les travaux de maintenance planifiés d'envergure, qui exigent l'interruption des unités, sont souvent appelés des révisions. Les révisions permettent d'effectuer des travaux de maintenance préventive et de remplacer des immobilisations, ce qui devrait accroître la fiabilité et l'efficacité opérationnelle. Les travaux de maintenance planifiés sont généralement réalisés de façon périodique, en fonction du rendement d'exploitation

historique, des facteurs d'utilisation recommandés ou d'autres exigences réglementaires. Les révisions demandent habituellement la fermeture de l'unité, l'inspection pour trouver des signes d'usure ou d'autres dommages, la réparation ou le remplacement des composantes et finalement, la remise en marche de l'unité. Les niveaux de production et la gamme de produits sont généralement touchés pendant ces travaux.

##### • Remise en état

L'exploitation minière perturbe des portions de terrain, qui doivent être remises en état. Les activités de remise en état des terrains impliquent la récupération et le remplacement du sol, la recherche sur les terrains humides, la protection des poissons, du gibier d'eau et des autres animaux sauvages et le reverdissement.

Les résidus des sables pétrolifères se composent du sable, de l'eau, de l'argile, du limon et des hydrocarbures résiduels restants qui demeurent après que la majorité des hydrocarbures ont été extraits du minerai au cours du processus d'extraction du bitume à base d'eau. Le plan de gestion des résidus mis à jour et approuvé de Suncor comprend une augmentation de la capacité de traitement grâce à l'assèchement accéléré et au traitement des résidus fins mûrs dans le cadre des Activités de base des Sables pétrolifères, y compris la construction d'une structure d'entreposage aquatique permanente (*Permanent Aquatic Storage Structure* ou « PASS »). Cette approche est appuyée par la construction, l'exploitation et la surveillance continue d'un lac de kettle de démonstration, et est conforme au cadre de gestion intitulé *Tailings Management Framework* de l'Alberta (« TMF ») ainsi qu'à la directive 085 de l'Alberta Energy Regulator (l'« AER »), intitulée *Fluid Tailings Management for Oil Sands Mining Projects* (la « directive relative aux résidus »).

#### Actifs de base des Sables pétrolifères

##### Millenium et North Steepbank

Suncor a fait figure de pionnier en commençant le développement commercial des sables pétrolifères de l'Athabasca en 1962 et a réalisé sa première production en 1967. Le bitume est actuellement extrait de la zone Millennium, dont la production a débuté en 2001, et du secteur North Steepbank, dont la production a débuté en 2011. En 2018, la Société a extrait environ 138 millions de tonnes de minerai de bitume (2017 – 169 millions de tonnes) et a traité en moyenne 259 kb/j de bitume dans ses installations d'extraction (2017 – 306 kb/j).

##### Installations de valorisation

Les installations de valorisation de Suncor consistent en deux usines : l'usine de valorisation 1, dont la capacité est d'environ 110 kb/j de PBS, et l'usine de valorisation 2, dont la capacité est d'environ 240 kb/j de PBS. Les installations de valorisation secondaire de Suncor se composent de trois usines d'hydrogène, de trois unités d'hydrotraitement du naphta, de deux unités d'hydrotraitement du gaz naturel, de une unité d'hydrotraitement de diesel et de une unité d'hydrotraitement de kérosène.

En 2018, Suncor a produit en moyenne 280 kb/j de produits valorisés (PBS et diesel), déduction faite de la consommation interne de la Société (2017 – 318 kb/j), provenant principalement du bitume issu des Activités de base des Sables pétrolifères et des activités in situ et de la mousse de bitume traitée à Fort Hills dans le cadre d'essais menés dans la partie initiale de l'usine. La baisse du taux d'utilisation en 2018 par rapport à 2017 est principalement imputable à des travaux d'entretien planifiés et non planifiés à l'usine de valorisation 2.

### Autres concessions minières

Suncor est propriétaire, directement et indirectement, de participations dans plusieurs autres concessions de sables pétrolifères exploitables, dont Voyageur South et Audet. Elle entreprend à l'occasion des programmes de forage exploratoire sur ces concessions, dans le cadre de ses projets de remplacement de mines. Suncor a une participation directe de 100 % dans Voyageur South et dans Audet.

### **Activités in situ**

Dans le cadre de ses activités in situ aux projets Firebag et MacKay River, Suncor utilise le procédé de DGMV afin de produire du bitume à partir des gisements de sables pétrolifères qui sont trop profonds pour faire l'objet d'une exploitation minière.

- **Le procédé de DGMV**

Le DGMV est une technologie de récupération de pétrole améliorée permettant de produire du bitume. Il nécessite le forage de deux puits horizontaux, l'un étant situé au-dessus de l'autre. Afin d'aider à réduire la perturbation du sol et à améliorer l'efficacité au chapitre des coûts, les paires de puits sont forées à partir d'une plateforme multipuits. De la vapeur basse pression est injectée dans le puits du dessus afin de créer une chambre à vapeur souterraine à température élevée. Ce procédé réduit la viscosité du bitume, ce qui permet au bitume chauffé et à la vapeur condensée de s'écouler dans le puits du dessous et de remonter à la surface avec l'aide de pompes souterraines ou d'un gaz de circulation.

- **Installations de traitement centrales**

Le mélange de bitume et d'eau est pompé vers les unités de séparation aux installations de traitement centrales, où l'eau est extraite du bitume, traitée et renvoyée dans les installations de production de vapeur afin d'y être recyclée. Pour faciliter l'expédition, dans le secteur In situ, un diluant est mélangé au bitume ou est transporté au moyen d'un pipeline isolé sous la forme de bitume chaud.

- **Production d'électricité et de vapeur**

Afin de générer la vapeur nécessaire à ses activités, la Société utilise des turbines à vapeur Once Through ou des unités de cogénération. Les turbines à vapeur Once Through sont alimentées tant par du gaz naturel acheté que par du gaz naturel produit qui est récupéré aux installations de traitement centrales. Les unités de cogénération constituent des systèmes écoénergétiques, qui utilisent la combustion du gaz naturel pour alimenter les turbines qui produisent l'électricité et la vapeur utilisées dans le procédé DGMV. Le surplus d'électricité produit par les unités de cogénération est utilisé aux installations pour les Activités de base des Sables pétrolifères et vendu au réseau électrique de l'Alberta.

- **Maintenance et approvisionnement en bitume**

Les installations de traitement centrales, les unités de génération de vapeur et les plateformes d'exploitation sont toutes soumises à des cycles d'inspection et de maintenance périodiques.

Les volumes de production du procédé de DGMV sont influencés par les caractéristiques du réservoir et la capacité des installations de traitement centrales et des unités de génération de vapeur de traiter les liquides et de générer de la vapeur. Comme c'est le cas pour l'exploitation classique de pétrole et de gaz, les puits qui utilisent le procédé de DGMV subiront des diminutions naturelles de la production après quelques années. Afin de maintenir l'approvisionnement en bitume, Suncor fore de nouvelles paires de puits à partir des plateformes existantes

ou construit de nouvelles plateformes pour faciliter le forage de paires de puits et la production futurs.

### **Actifs in situ**

#### Firebag

La production tirée des activités du projet Firebag de Suncor a commencé en 2004. Le complexe Firebag comprend des installations de traitement centrales dont la capacité totale est de 203 kb/j. La production réelle de Firebag varie en fonction notamment de la production de vapeur et des périodes de mise en service graduelle des nouveaux puits, de la maintenance planifiée et non planifiée et de l'état du réservoir.

Au 31 décembre 2018, Firebag avait 15 plateformes en exploitation, composées de 207 paires de puits utilisant le procédé de DGMV et de 52 puits intercalaires soit producteurs, soit au stade initial de l'injection de vapeur. Les installations de traitement centrales sont conçues pour être flexibles quant aux plateformes qui les approvisionnent en bitume. La vapeur produite aux diverses installations peut être utilisée sur plusieurs plateformes. De plus, Firebag comprend cinq unités de cogénération qui produisent de la vapeur et qui sont capables de produire environ 474 MW d'électricité. Les besoins en matière de charge d'électricité à Firebag s'élèvent à environ 116 MW et, en 2018, Firebag a exporté quelque 287 MW d'électricité au réseau électrique de l'Alberta et à l'usine des Activités de base des Sables pétrolifères. Il y a également 13 turbines à vapeur Once Through sur place qui peuvent produire de la vapeur additionnelle.

En 2018, la production de Firebag s'est établie en moyenne à 204 kb/j (2017 – 182 kb/j) avec un RVP de 2,7 (2017 – 2,7).

#### MacKay River

La production provenant des activités de Suncor à MacKay River a débuté en 2002. Au 31 décembre 2018, le projet MacKay River comprenait sept plateformes comptant 110 paires de puits, qui étaient soit des puits producteurs soit des puits au stade initial de l'injection de vapeur. Les installations de traitement centrales de MacKay River ont une capacité de déblocage de 38 kb/j de bitume. TransCanada Energy Ltd. est propriétaire de l'unité de cogénération sur place dont Suncor est l'exploitant aux termes d'une entente commerciale, laquelle produit de la vapeur et de l'électricité. Le site comprend également quatre turbines à vapeur Once Through, qui peuvent produire de la vapeur additionnelle.

En 2018, la production de Mackay River s'est établie en moyenne à 36 kb/j (2017 – 31 kb/j) avec un RVP de 2,9 (2017 – 3,1).

#### Autres concessions in situ

Suncor est propriétaire et exploite de plusieurs autres concessions de sables pétrolifères qui pourraient soutenir une production in situ future, notamment Lewis, Meadow Creek, OSLO et Chard. Suncor détient une participation directe de 100 % dans Lewis, une participation directe de 75 % dans Meadow Creek, une participation directe de 77,78 % dans OSLO et des participations allant de 25 % à 50 % dans Chard. En 2018, Suncor a acquis une participation directe de 100 % dans des concessions dans la région de Gregoire à proximité de ses terrains à Meadow Creek. Meadow Creek est un projet de DGMV qui fait partie de la stratégie de reproduction in situ planifiée de Suncor. Suncor détient une participation de 75 % dans le projet, qui est situé à environ 40 km au sud de Fort McMurray et dont elle est l'exploitant. Meadow Creek se compose de deux projets in situ indépendants : Meadow Creek East et Meadow Creek West.

Au début de 2017, Suncor a obtenu l'approbation de l'AER relativement au projet Meadow Creek East. Il s'agit de la première approbation d'un projet de développement in situ de Suncor depuis Firebag. Le projet devrait être développé en deux étapes, et sa production brute prévue devrait s'établir entre 40 kb/j et 80 kb/j. Sa construction pourrait débuter dès 2020, et la première phase devrait commencer sa production dès 2023.



En octobre 2017, Suncor a soumis à l'AER une demande pour le projet Meadow Creek West. Meadow Creek West devrait être développé en une seule étape, et sa capacité de production brute prévue est de 40 kb/j. Sa construction devrait débuter en 2023, et sa production de pétrole devrait commencer dès 2025.

En février 2018, Suncor a soumis à l'AER une demande pour le projet Lewis. Lewis est un projet de DGMV qui fait également partie de la stratégie de reproduction in situ planifiée de Suncor. Suncor détient une participation de 100 % dans le projet, qui est situé à environ 25 km au nord-est de Fort McMurray. Le projet devrait être développé par étapes, et sa production de pointe devrait atteindre 160 kb/j. Sa construction pourrait débuter dès 2024, et sa production de pétrole devrait commencer dès 2027.

### Fort Hills

Fort Hills est une zone d'exploitation des sables pétrolifères composée de concessions à l'est de la rivière Athabasca, au nord des Activités de base des Sables pétrolifères. Les activités à Fort Hills sont essentiellement similaires aux Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor; toutefois, Fort Hills utilise un procédé de TMP afin d'obtenir un produit de bitume commercialisable partiellement décarbonisé, qui permet d'obtenir un bitume de qualité supérieure en utilisant moins de diluant sans qu'il soit nécessaire d'avoir recours à des installations de valorisation sur place.

Suncor détient une participation directe de 54,11 % dans Fort Hills et est l'exploitant du projet. La participation de la société dans Fort Hills est passée de 53,06 % à 54,11 % au premier trimestre de 2018 aux termes de l'entente intervenue entre les partenaires en décembre 2017 concernant la résolution de leur litige commercial. Fort Hills a commencé à produire du bitume traité à la mousse paraffinique par extraction secondaire le 27 janvier 2018. Les deuxième et troisième trains d'extraction secondaire ont été achevés subséquemment au premier semestre de 2018 comme prévu initialement. Fort Hills a enregistré un taux d'utilisation moyen de 94 % au quatrième trimestre de 2018. Fort Hills a une capacité nominale de 194 kb/j (brut) de bitume (105 kb/j nets pour Suncor). En 2018, la part de la production de Fort Hills revenant à Suncor s'est établie en moyenne à 67,4 kb/j (2017 – néant) sur environ 38,9 millions de tonnes de minerai de bitume extraites (2017 – néant).

### Syncrude

Suncor détient une participation de 58,74 % dans l'exploitation conjointe Syncrude, qui est dotée d'une capacité de conversion de bitume brut en PBS de 350 kb/j (206 kb/j nets pour Suncor). En 2018, la participation de Suncor dans Syncrude est passée de 53,74 % à 58,74 % par suite de l'acquisition de la participation de 5 % de Mocal. Syncrude a amorcé sa production en 1978 et est exploitée par Syncrude Canada Ltd. (« SCL »). En 2006, SCL a conclu une convention de services de gestion avec Pétrolière Impériale Ressources Limitée (« Pétrolière Impériale ») aux fins de la prestation de services d'affaires. Le projet est situé près de Fort McMurray et comprend les activités d'exploitation minière à Mildred Lake et à Aurora North. En 2012, les partenaires de coentreprise dans Syncrude ont annoncé leur projet de développer deux zones d'exploitation à côté de la mine existante, à savoir les zones Mildred Lake West Extension (« MLX-W ») et Mildred Lake East Extension (« MLX-E »), sous réserve de l'obtention de l'approbation définitive et des approbations réglementaires, ce qui prolongerait la durée de vie de Mildred Lake d'au moins 10 ans. En 2015, les partenaires de coentreprise ont décidé d'aller de l'avant avec le programme visant MLX-W. Le programme visant MLX-E devrait suivre le développement de MLX-W si les conditions économiques se révèlent adéquates. Le programme visant MLX-W devrait permettre de maintenir les niveaux de production de bitume à Mildred Lake après l'épuisement des ressources à North

Mine. Le projet propose d'utiliser les installations d'exploitation et d'extraction existantes. Des demandes d'approbation pour ces zones ont été soumises aux organismes de réglementation en 2014. Une audience avec l'AER et un groupe de parties intéressées a commencé au début de 2019. La décision de l'AER est attendue d'ici le milieu de 2019 et les approbations réglementaires devraient suivre. Pourvu que les conditions économiques soient favorables à ce projet, la zone MLX-W devrait être approuvée à la fin de 2019 ou au début de 2020.

Suncor collabore avec Syncrude depuis plusieurs années afin d'améliorer durablement la fiabilité et de réduire les coûts. En janvier 2019, Suncor et SCL ont conclu une entente-cadre de prestation de services d'affaires visant à permettre à Suncor de fournir certains services d'affaires à SCL. La proximité de Syncrude et des Activités de base des Sables pétrolifères offre une occasion de gestion des coûts et de collaboration entre la Société et Syncrude dans une optique d'optimisation des actifs, y compris durant les périodes de maintenance ou d'interruption planifiée. Au quatrième trimestre de 2018, Suncor et ses partenaires de coentreprise ont conclu une entente en vue de construire des pipelines de raccordement bidirectionnels qui relieront le site Mildred Lake de Syncrude et l'usine des Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor. Les pipelines amélioreront la souplesse opérationnelle en offrant une capacité de transport du bitume et des gazoles entre les deux usines, ce qui permettra d'accroître la fiabilité et l'utilisation. Les pipelines devraient entrer en service d'ici la fin de 2020, sous réserve des conditions commerciales définitives et des approbations réglementaires.

Les activités minières de Syncrude sont réalisées à l'aide de camions, de pelles et de systèmes de pipelines, d'une façon analogue aux Activités de base des Sables pétrolifères. Les technologies d'extraction et de valorisation à Syncrude s'apparentent à celles utilisées pour les Activités de base des Sables pétrolifères, à l'exception du fait que Syncrude utilise un procédé de cokéfaction fluide qui emploie le craquage thermique continu des hydrocarbures les plus lourds. À Mildred Lake, l'électricité est produite par une centrale électrique alimentée au gaz riche dégagé par les activités de valorisation et au gaz naturel. À Aurora North, Syncrude exploite deux unités de cogénération qui fournissent du chauffage et de l'électricité.

Syncrude produit un seul produit de PBS non corrosif. La commercialisation de ce produit est assurée par les différents partenaires de coentreprise.

Les activités de remise en état des terrains s'apparentent à celles des Activités de base des Sables pétrolifères, mis à part certains aspects des procédés de gestion des résidus. Le plan de gestion des résidus de Syncrude consiste en les éléments qui suivent : recouvrement avec de l'eau douce, mélange composite de résidus formés de particules de résidus et de gypse, et centrifugeuse pour séparer l'eau des résidus. L'AER a approuvé le plan de gestion des résidus mis à jour de Syncrude à Aurora North en juin 2018. Le plan de gestion des résidus mis à jour de Syncrude à Mildred Lake est en attente de l'approbation de l'AER.

En 2018, la part revenant à Suncor de la production de Syncrude s'établissait en moyenne à 144,2 kb/j (2017 – 134,3 kb/j). Les réinvestissements de maintien de Syncrude en 2019 devraient être axés sur une révision planifiée et des améliorations de la fiabilité. Au troisième trimestre de 2018, la production a été grandement touchée par une panne d'électricité survenue dans l'ensemble du site à la fin du deuxième trimestre de 2018 et la remise en service progressive de l'actif. Syncrude est revenue à des taux de production normaux au troisième trimestre de 2018 après les réparations nécessaires des transformateurs, des travaux d'entretien planifiés accélérés et la révision planifiée des installations de valorisation.

### Autres concessions de sables pétrolifères

Suncor est indirectement propriétaire de participations dans d'autres concessions de sables pétrolifères exploitables, notamment Mildred Lake West, Mildred Lake East, la concession 29, la concession 30 et Aurora South, par l'intermédiaire de sa participation directe de 58,74 % dans l'exploitation conjointe Syncrude. Le 29 septembre 2018, Suncor et les autres partenaires détenant des participations directes dans Joslyn ont convenu de vendre la totalité de leurs participations directes respectives dans le projet à CNRL pour un produit brut de 225 M\$, ce qui a rapporté à Suncor un montant net de 82,7 M\$. Suncor détenait une participation directe de 36,75 % dans Joslyn avant l'opération.

### Nouvelles technologies

La technologie est un élément fondamental de l'entreprise de Suncor. Suncor a été une pionnière du développement commercial des sables pétrolifères et continue à faire avancer la technologie grâce à l'innovation et à la collaboration, en vue d'améliorer les efficacités, d'abaisser les coûts et d'augmenter le rendement environnemental. Le développement de nouvelles technologies peut prendre beaucoup de temps, d'abord pour démontrer leur viabilité sur le plan technique et ensuite pour démontrer leur viabilité commerciale. La validation nécessaire des nouvelles technologies s'effectue généralement dans le cadre d'une série d'étapes progressives permettant de mettre les résultats à l'échelle et de les évaluer de façon fiable en vue d'une mise en œuvre de ces technologies.

À la suite d'une évaluation à l'échelle commerciale couronnée de succès, la Société a amorcé la mise en place progressive de systèmes de transport autonome dans ses sites miniers en exploitation. Les systèmes ont été entièrement mis en place à la mine North Steepbank en 2018 et devraient être mis en place à la mine Millennium et au projet Fort Hills au cours des six prochaines années. Il a été démontré que les camions autonomes, qui utilisent un système GPS, la communication sans fil et des technologies de perception, peuvent être utilisés de façon sécuritaire, efficace et rentable dans l'environnement d'exploitation de Suncor et qu'ils comportent des avantages par rapport aux camions et aux pelles utilisés actuellement, notamment une performance accrue en matière de sécurité, une meilleure efficacité opérationnelle et de plus faibles coûts d'exploitation. En 2018, la Société a transporté au total 387 millions de tonnes de minerai et de morts-terrains à l'aide de systèmes de transport autonome.

En 2018, Suncor a achevé le déploiement de la technologie PASS dans le cadre de son projet d'assèchement accéléré. La technologie PASS permet d'assécher les résidus fins provenant des bassins de résidus existants et de procéder par la suite à la remise en état et à la fermeture des bassins de résidus. La technologie PASS comprend un mélange exclusif de coagulants et de flocculants qui permettent l'écoulement de l'eau et la séquestration des résidus fins. Le bassin 8B est le premier bassin où la technologie PASS a commencé à être utilisée en 2018.

Suncor travaille également sur plusieurs nouveaux projets technologiques, qui en sont à la prochaine phase d'essais sur le terrain, ou en a réalisés. Parmi les exemples de nouveaux projets technologiques de Suncor, mentionnons les suivants :

- Extraction par solvant au moyen de chaleur électromagnétique (*Electromagnetically Assisted Solvent Extraction* ou « EASE ») – Cette nouvelle méthode de récupération du bitume in situ utilise le chauffage à fréquence radio en combinaison avec un hydrocarbure léger dans le but de réduire l'empreinte énergétique, aquatique et en gaz à effet de serre (« GES »). Cette technologie sera mise à l'essai au moyen du procédé *Enhanced Solvent Extraction Incorporating Electromagnetic Heating* (« ESEIEH »). Le deuxième volet du projet pilote a

débuté au troisième trimestre de 2015 et devrait se poursuivre jusqu'en 2019.

- Installation de démonstration in situ – L'installation de démonstration in situ devrait permettre à Suncor de tester un éventail de technologies in situ améliorées. Cette installation est conçue pour permettre à Suncor d'accélérer la mise à l'essai de technologies in situ qui ont recours à des hydrocarbures légers injectés en combinaison avec des procédés de chauffage de puits de forage, y compris Solvent+, dans le but d'améliorer les méthodes d'extraction in situ classiques, et elle pourrait éventuellement améliorer le rendement environnemental et économique. L'installation de démonstration in situ sera située à MacKay River et a obtenu l'approbation de l'AER à la fin de 2018.
- Drainage par gravité au moyen de la vapeur moins intensif et à technologie avancée (« DGMV LITE ») – Des essais sur le terrain sont en cours afin d'évaluer de nouvelles technologies de DGMV telles que l'ajout de gaz non condensable, ce qui inclut l'ajout d'hydrocarbures légers tels que le méthane ou d'autres LGN, l'ajout de solvants au moyen d'une technologie de DGMV à solvant en expansion (« DGMV-SE »), les appareils de régulation et les variateurs d'avance à l'injection. Ces technologies devraient améliorer les coûts, les ratios vapeur/pétrole, la récupération ultime et la productivité tout en réduisant l'utilisation d'eau et les émissions de GES. La surveillance et l'évaluation se poursuivront tout au long de 2019, notamment dans le cadre d'un projet pilote de DGMV-SE à l'échelle commerciale à Firebag.
- Technologie sismique à impact nul – Il s'agit d'une technologie qui a le potentiel de réduire la perturbation en surface du DGMV jusqu'à concurrence de 50 %, car elle ne requiert pas de lignes de coupe. Cette technologie peut possiblement réduire les répercussions sur les habitats fauniques et le stress sur les populations de caribous. La Société prévoit lancer un projet pilote à l'échelle commerciale pour la période de 2019 à 2020.
- Extraction non aqueuse (« ENA ») – Il s'agit d'un nouveau procédé d'extraction possible pour l'exploitation des sables pétrolifères qui utilise des solvants plutôt que de l'eau comme principal moyen d'extraction, ce qui peut possiblement éliminer les bassins de résidus et réduire les coûts et les émissions de GES. La Société prévoit lancer un projet pilote à l'échelle commerciale pour la période de 2021 à 2022.

### Ventes des principaux produits

Les principaux marchés pour la production de PBS et de bitume provenant du secteur Sables pétrolifères de Suncor, y compris le bitume obtenu par TMP à Fort Hills, comprennent les activités de raffinage menées dans les régions de l'Alberta, de l'Ontario, du Québec, du Midwest américain et des Rocheuses américaines et les marchés de la côte américaine du golfe du Mexique. La production de diesel provenant des activités de valorisation est principalement vendue dans l'Ouest canadien et aux États-Unis.

Pour la production de bitume provenant du secteur In situ, Suncor peut tirer parti des fluctuations des conditions du marché grâce à sa stratégie de commercialisation en valorisant le bitume à ses installations des Activités de base des Sables pétrolifères, en raffinant le bitume dilué à sa raffinerie d'Edmonton ou en vendant le bitume dilué à des tiers. De plus grandes ventes de bitume peuvent également être requises pendant les interruptions des installations de valorisation. La production de bitume du secteur In situ traitée par les installations de valorisation des Activités de base des Sables pétrolifères en 2018 a augmenté pour atteindre 106 kb/j ou 44 % (2017 – 101 kb/j ou 47 %) de la production totale de bitume in situ.



Volumes des ventes et produits d'exploitation – Principaux produits	2018		2017	
	kb/j	% des produits d'exploitation	kb/j	% des produits d'exploitation
PBS et diesel (compte tenu de Syncrude)	431,7	83	453,4	87
Bitume	191,3	15	110,6	12
Sous-produits et autres produits d'exploitation <sup>(1)</sup>	s.o.	2	s.o.	1
	623,0		564,0	

(1) Les produits d'exploitation comprennent les produits liés à l'électricité excédentaire provenant d'unités de cogénération.

Dans le cours normal des activités, Suncor traite le PBS corrosif qu'elle produit dans ses raffineries ou conclut des conventions de vente à long terme pour le PBS corrosif qu'elle produit, qui comprennent des conditions variables en ce qui a trait à l'établissement des prix, au volume, à l'expiration et à la résiliation.

#### Distribution de produits

La production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères, y compris Fort Hills, est recueillie aux installations de Fort McMurray au terminal Athabasca, qui est exploité par Enbridge Inc. (« Enbridge »), ou au Parc de stockage Est, qui est exploité par Suncor et connecté au terminal Athabasca. Suncor a conclu des arrangements avec Enbridge afin d'entreposer le PBS, le bitume dilué et le diesel à cette installation. Les produits circulent à partir du terminal Athabasca des façons suivantes :

- À Edmonton, au moyen du pipeline du secteur Sables pétrolifères, dont Suncor est le propriétaire-exploitant. À Edmonton, le produit est traité à la raffinerie d'Edmonton de Suncor, est vendu à d'autres raffineries locales ou est transféré au réseau principal d'Enbridge ou au réseau TransMountain.
- À Cheecham (Alberta), au moyen du pipeline Athabasca d'Enbridge ou du pipeline Wood Buffalo d'Enbridge. À partir de Cheecham, au moyen du pipeline Athabasca d'Enbridge ou du prolongement du pipeline Wood Buffalo d'Enbridge jusqu'à Hardisty (Alberta).
- À Edmonton par l'entremise du pipeline Waupisoo d'Enbridge qui débute à Cheecham.

À partir d'Edmonton et d'Hardisty, endroits où Suncor dispose d'une capacité de stockage dont elle est propriétaire ainsi que d'une capacité de stockage supplémentaire aux termes d'un contrat, la Société dispose de diverses options pour livrer le produit aux clients :

- À la raffinerie de Commerce City de Suncor par l'entremise des pipelines Express et Platte. Suncor est le propriétaire-exploitant d'un pipeline qui est connecté à la raffinerie de Commerce City et qui débute à la station Guernsey (Wyoming).
- À la raffinerie de Sarnia de Suncor, par l'entremise du réseau principal d'Enbridge, et à la raffinerie de Montréal de Suncor, à partir de Sarnia par l'entremise de la canalisation 9 d'Enbridge.
- À la plupart des principales centrales de raffinerie par l'entremise du réseau principal d'Enbridge et des réseaux de pipelines Express/Platte et Keystone.
- Aux raffineries de Puget Sound aux États-Unis et aux marchés mondiaux, par l'entremise du pipeline TransMountain, ainsi que par train.

La production de Syncrude est acheminée au marché par l'entremise du pipeline Athabasca Oil Sands, qui est exploité par Pembina.

#### Redevances

##### Redevances du secteur Sables pétrolifères

Les projets de sables pétrolifères sont régis par le régime de redevances publié par le gouvernement de l'Alberta (le « régime de redevances ») et sont réglementés par l'*Oil Sands Royalty Regulation 2009* (OSRR 2009) et ses règlements d'application, qui ont été approuvés en 2008. Aux termes du régime de redevances, les redevances pour les projets de sables pétrolifères sont établies en fonction d'une échelle mobile représentant de 25 % à 40 % des produits nets (la « redevance sur les produits nets » ou « RPN »), sous réserve d'une redevance minimale située dans une fourchette de 1 % à 9 % des produits bruts (la « redevance sur les produits bruts » ou « RPB »). Les produits utilisés dans les formules de calcul des redevances sont influencés principalement par les prix de référence du WCS, tandis que les pourcentages mobiles utilisés dans ces formules dépendent des cours du WTI allant de 55 \$ CA/b pour le taux minimal jusqu'au taux maximal de 120 \$ CA/b. Un projet régi par le régime de redevances demeure soumis à la redevance minimale (la « phase préversement ») jusqu'à ce que les produits bruts cumulatifs du projet excèdent ses coûts cumulatifs, y compris une allocation d'investissement annuelle (*annual investment allowance*) (la « phase postérieure au versement »). Au cours de la phase postérieure au versement, la redevance annuelle payée à la province correspond au montant le plus élevé entre la RPB et la RPN.

En 2018, Suncor a versé des redevances à un taux moyen de 1 % des produits bruts des Activités de base des Sables pétrolifères (2017 – 1 %) et à un taux moyen de 3 % des produits bruts de Syncrude (2017 – 6 %). Les Activités de base des Sables pétrolifères et le projet Syncrude en sont tous deux à la phase postérieure au versement.

Fort Hills est soumis au même régime de redevances que les Activités de base des Sables pétrolifères et Syncrude; toutefois, Fort Hills en est à la phase préversement. En 2018, Fort Hills a versé des redevances représentant en moyenne 2 % des produits bruts.

En 2018, Suncor a versé des redevances à l'égard de MacKay River, qui en est à la phase postérieure au versement, représentant en moyenne 14 % des produits bruts au titre de la RPN (2017 – 2 %) et des redevances représentant en moyenne 5 % des produits bruts à l'égard de Firebag (2017 – 2 %), qui en est toujours à la phase préversement.

#### Exploration et production

##### E et P Canada – Actifs et activités

##### Côte Est du Canada

Située à St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador), cette entreprise comprend des participations dans quatre champs producteurs et dans des développements et des extensions futurs. Suncor participe également au forage d'exploration pour de nouvelles occasions. Suncor est la seule société de la région qui détient des participations dans chaque champ actuellement en production.

##### Terra Nova

Le champ pétrolifère Terra Nova, situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's, a été découvert en 1984. Il est le deuxième

champ pétrolier développé au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. Le système de production exploité par Suncor qui est utilisé pour ce champ pétrolier fait appel à un navire de production, de stockage et de déchargement (un « navire NPSD ») amarré sur place qui possède une capacité de production brute de 180 kb/j (68 kb/j nets pour Suncor) et une capacité de stockage de pétrole de 960 kb. Terra Nova a été le premier projet développé dans des conditions difficiles en Amérique du Nord à utiliser un navire de PSD. Les niveaux de production annuels réels sont plus bas que la capacité de production, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir, y compris les diminutions naturelles, l'injection de gaz et d'eau et les limites en matière de production ainsi que la fiabilité des actifs et de l'installation. Le champ pétrolier Terra Nova est divisé en trois zones distinctes, connues sous le nom de Graben, East Flank et Far East. La production à partir du champ pétrolier Terra Nova a débuté en janvier 2002. Des travaux de forage ont été réalisés à Terra Nova tout au long de 2018, et ces travaux se poursuivront en 2019. Au 31 décembre 2018, il y avait 28 puits : 17 puits de production, neuf puits d'injection d'eau et deux puits d'injection de gaz.

En 2018, la quote-part de Suncor de la production de Terra Nova s'élevait en moyenne à 11,7 kb/j (2017 – 11,5 kb/j). La révision annuelle a été effectuée en août 2018 à l'installation de Terra Nova et a duré environ quatre semaines.

#### Hibernia et unité d'extension Hibernia Southern

Le champ pétrolier Hibernia, qui comprend les réservoirs Hibernia et Ben Nevis Avalon, est situé à environ 315 km au sud-est de St. John's, et il a été le premier champ développé dans le bassin Jeanne d'Arc. Exploité par Hibernia Management and Development Company Ltd., le système de production utilisé est une structure à embase-poids qui repose sur le fond de l'océan. Celle-ci possède une capacité de production brute de 230 kb/j (46 kb/j nets pour Suncor) et une capacité de stockage du pétrole de 1 300 kb. Les niveaux de production réels sont toutefois inférieurs, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir, y compris les diminutions naturelles, l'injection de gaz et d'eau et les limites en matière de production ainsi que la fiabilité des actifs et de l'installation. La production à partir du champ Hibernia a débuté en novembre 1997. Au 31 décembre 2018, on comptait 72 puits : 40 puits producteurs de pétrole, 26 puits d'injection d'eau, cinq puits d'injection de gaz et un puits d'injection alternée d'eau et de gaz.

En 2010, des ententes définitives ont été signées entre les coentreprises d'Hibernia et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, qui ont établi les principes en matière de fiscalité, de participation et d'exploitation pour le développement de l'unité d'extension Hibernia Southern. À la fin de 2018, il y avait sept puits de production et neuf puits d'injection d'eau dans l'unité d'extension Hibernia Southern. Les puits de production ont été forés dans la plateforme à embase-poids et sont inclus dans le nombre de puits pour Hibernia ci-dessus. Les neuf puits d'injection d'eau ont été forés au moyen d'une plateforme de forage extracôtière mobile. L'eau injectée est obtenue auprès de la plateforme à embase-poids au moyen d'une conduite d'écoulement sous-marine.

En 2018, la quote-part de Suncor de la production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 22,1 kb/j (2017 – 28,5 kb/j). La production en 2018 a été touchée par une révision qui a duré environ cinq semaines et qui a pris fin en octobre.

#### White Rose et les extensions White Rose

White Rose est situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's. Exploité par Husky Oil Operations Limited (« Husky »), White Rose fait appel à un navire de PSD et a une capacité de production brute de 140 kb/j (39 kb/j nets pour Suncor) et une capacité de stockage du pétrole de 940 kb. Les niveaux de production annuels réels sont inférieurs à la capacité de production, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir,

y compris les diminutions naturelles, l'injection de gaz et d'eau et les limites en matière de production ainsi que la fiabilité des actifs et de l'installation. La production tirée de White Rose a commencé en novembre 2005. Au 31 décembre 2018, on comptait 44 puits : 24 puits producteurs de pétrole, 16 puits d'injection d'eau, trois puits de stockage de gaz et un puits d'injection de gaz.

En 2007, les coentreprises de White Rose ont signé une entente avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador pour le développement des extensions White Rose, qui comprend les champs satellites des extensions North Amethyst, South White Rose et West White Rose. La première extraction de pétrole à North Amethyst a été réalisée en mai 2010. Le développement de l'extension South White Rose a commencé en 2013, la première extraction de pétrole ayant eu lieu en juin 2015.

Le développement du champ West White Rose a été divisé en deux stades. Le premier stade a été approuvé en 2010, et la première production de pétrole a été réalisée en septembre 2011. Le deuxième stade, le projet West White Rose (le « projet WWR »), a été approuvé au cours du deuxième trimestre de 2017, et la première production de pétrole était initialement prévue en 2022, mais en raison du retard d'un an dans l'échéancier de remorquage, l'atteinte de cet objectif est incertain. L'exploitant du projet est censé faire le point sur la situation au premier semestre de 2019. On s'attend à ce que le projet prolonge la vie des actifs existants de White Rose, la quote-part de Suncor de la production pétrolière de pointe étant estimée à 20 kb/j. D'importants travaux de développement ont débuté en 2018 et se poursuivront en 2019.

En 2018, la quote-part de Suncor de la production de White Rose s'est établie en moyenne à 6,6 kb/j (2017 – 11,4 kb/j). La révision a été achevée à White Rose en juin 2018 et a duré environ trois semaines. La production du champ White Rose a été interrompue de la mi-novembre 2018 à la fin janvier 2019 en raison de complications opérationnelles. La production a repris en janvier 2019, et les taux de production devraient revenir progressivement à la normale.

#### Hebron

Le champ pétrolier Hebron est situé à 340 km au sud-est de St. John's et est exploité par ExxonMobil Canada Properties (« ExxonMobil Canada »). Le projet comprend une plateforme à embase-poids fixe en béton reposant sur le fond de l'océan et soutenant un pont en surface intégré qui est utilisé pour la production, le forage et l'hébergement. Au plus fort de la production, le projet Hebron devrait produire 31,6 kb/j de pétrole, nets pour Suncor, et cette production devrait s'accélérer au cours des prochaines années. Hebron a une capacité de stockage brut de pétrole de 1 200 kb et 52 espaces aux fins de forage. La production pétrolière a commencé en novembre 2017.

Les activités de forage se sont poursuivies à Hebron en 2018 et se poursuivront tout au long de 2019. En 2018, la quote-part de Suncor de la production s'est établie en moyenne à 13,0 kb/j (2017 – 0,4 kb/j). Au 31 décembre 2018, on comptait sept puits : quatre puits de production de pétrole, un puits d'injection d'eau, un puits d'injection de gaz et un puits de réinjection de déblais.

#### Autres actifs

Suncor continue d'être à l'affût d'autres possibilités au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. En 2018, à la suite d'un appel d'offres, Suncor a obtenu deux permis de prospection, notamment à titre d'exploitant pour l'un de ces permis, à l'ouest du champ Terra Nova. En outre, Suncor est devenue titulaire de droits, conjointement avec Equinor Canada Ltd., dans un permis à l'est du champ White Rose. Ces permis sont assortis d'engagements d'effectuer des travaux de 2019 à 2024. La Société détient également des participations dans 48 attestations de découverte importante et trois permis de prospection au large des côtes dans ce secteur.

## Exploitation terrestre en Amérique du Nord

En 2018, Suncor a échangé ses avoirs fonciers minéraux dans le nord-est de la C.-B., y compris la production connexe, et une contrepartie au comptant supplémentaire de 52 M\$ avec Canbriam contre une participation de 37 % dans la société gazière fermée.

## **E et P International – actifs et activités**

### **Activités au large du R.-U. et de la Norvège**

#### Buzzard

Le champ pétrolifère Buzzard est situé dans l'Outer Moray Firth, soit à 95 km au nord-est d'Aberdeen, en Écosse. Exploitées par CNOOC Petroleum Europe Limited (« CNOOC Europe »), filiale de China National Offshore Oil Corporation Limited, les installations de Buzzard ont une capacité de production brute installée d'environ 220 kb/j (66 kb/j nets pour Suncor) de pétrole et de 80 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel (24 Mpi<sup>3</sup>/j nets pour Suncor). Les niveaux de production annuels réels sont inférieurs à la capacité de production, ce qui reflète la capacité actuelle du réservoir, y compris les diminutions naturelles, les limites en matière d'injection de gaz, les limites en matière de production de gaz et d'eau ainsi que la fiabilité des actifs et de l'infrastructure. Le champ Buzzard est entré en production en janvier 2007 et comporte quatre plateformes reliées par un pont et supportant les installations de la tête du puits, les installations de production, les quartiers d'habitation et les services publics ainsi que les installations de traitement du soufre. Des travaux de forage ont été réalisés à Buzzard en 2018. Au 31 décembre 2018, on comptait 47 puits : 33 puits de production de pétrole et de gaz et 14 puits d'injection d'eau. En 2018, la quote-part de Suncor de la production de Buzzard s'établissait en moyenne à 34,2 kbep/j (2017 – 43,8 kbep/j). En 2018, la phase 2 de Buzzard a été approuvée par Suncor et les autres partenaires du projet, et le plan de développement a été approuvé par l'Oil and Gas Authority du R.-U. La production devrait commencer au début 2021, et le développement sera raccordé au complexe existant de Buzzard.

#### Développement du secteur Golden Eagle (« DSGE »)

Le DSGE, qui est exploité par CNOOC Europe, est situé à environ 20 km au nord du champ pétrolifère Buzzard et unifie les découvertes Peregrine, Hobby, Golden Eagle et Solitaire. Le développement comprend une plateforme de production, de services publics et d'hébergement, qui est liée à une plateforme de tête de puits distincte, et la production de pétrole a été lancée en octobre 2014. Les copropriétaires du DSGE détiennent également des permis de prospection adjacents et continuent d'explorer la région. Les installations ont une capacité de production brute d'environ 76 kbep/j (20 kbep/j nets pour Suncor). Des travaux de forage ont été réalisés au DSGE en 2018. Au 31 décembre 2018, on comptait 20 puits : 15 puits de production de pétrole et de gaz et cinq puits d'injection d'eau. En 2018, la quote-part de Suncor de la production du DSGE s'est établie en moyenne à 12,4 kbep/j (2017 – 19,6 kbep/j).

#### Rosebank

En 2018, la Société a acquis une participation supplémentaire de 10 % dans le projet Rosebank, faisant passer de 30 % à 40 % sa participation dans le projet. Ce projet, qui a été découvert en décembre 2004 et est exploité par Equinor U.K. Limited (« Equinor »), est situé à environ 130 km au nord-ouest des îles Shetland, en mer du Nord britannique, à des profondeurs marines d'environ 1 100 m. Ce projet se trouve actuellement à l'étape qui précède l'approbation.

#### Oda

Le champ Oda (permis PL405) a été découvert en 2011 et est situé à 13 km à l'est du champ Ula exploité dans la partie méridionale de la mer du Nord norvégienne. Spirit Energy est l'exploitant et Suncor a une participation directe de 30 %. Le projet a été approuvé en novembre 2016, et le champ est développé au moyen d'un modèle

sous-marin raccordé au champ Ula. Les travaux de forage ont été achevés en 2018. La production de pétrole devrait être lancée dès le deuxième trimestre de 2019, et la production de pointe devrait atteindre 35 kb/j (11 kb/j nets pour Suncor). La part de Suncor de l'estimation des coûts du projet après l'approbation est d'environ 270 M\$. Au 31 décembre 2018, on comptait trois puits : deux puits de production de pétrole et de gaz et un puits d'injection d'eau.

#### Fenja

En 2018, Suncor a acquis une participation de 17,5 % dans le projet de développement Fenja (permis PL586). Le champ Fenja, qui a été découvert en 2014 et est exploité par Neptune Energy, est situé à environ 30 km au sud-ouest du champ Njord exploité par Equinor dans la mer de Norvège. Le projet a été approuvé par ses propriétaires à la fin de 2017, et le plan de développement et d'exploitation a été approuvé par le ministère du Pétrole et de l'Énergie de la Norvège au premier semestre de 2018. Le champ sera développé au moyen de deux modèles sous-marins comportant six puits raccordés à la plateforme Njord exploitée par Equinor. La première production de pétrole est prévue en 2021, la production de pointe devant atteindre 34 kb/j (6 kb/j nets pour Suncor) entre 2021 et 2022. La tranche des coûts postérieurs à l'approbation et à l'acquisition revenant à Suncor est estimée à environ 280 M\$.

#### Autres actifs

Suncor continue de rechercher d'autres occasions au large du R.-U. et de la Norvège. La Société détient des participations dans 18 permis de prospection dans ces zones.

## **Autres – International**

#### Libye

En Libye, Suncor est signataire de sept CEPP avec la National Oil Corporation (NOC). Cinq des sept CEPP se rapportent à des champs avec une production développée et des zones prometteuses d'exploration; les deux CEPP restantes sont des CEPP d'exploration à l'égard de terrains qui ne contiennent pas de réserves, et l'une d'entre elles sera abandonnée après un programme d'exploration non fructueux. Aux termes des CEPP, Suncor acquitte la totalité des frais d'exploration, 50 % des frais de développement et 12 % des frais d'exploitation. Les frais d'exploration, les frais de développement et les frais d'exploitation admissibles sont récupérés sous la forme d'une quote-part de 12 % de la production (le « pétrole permettant de récupérer les coûts »). Le pétrole permettant de récupérer les coûts restant après que les coûts de Suncor ont été récupérés est appelé pétrole excédentaire et est réparti entre Suncor et la NOC en fonction de plusieurs facteurs. La quantité totale de pétrole que Suncor reçoit aux fins de récupération des coûts et sa part du pétrole excédentaire sont désignées à titre de « droits sur le volume ». Les CEPP expirent le 31 décembre 2032 mais comportent une prolongation initiale de cinq ans jusqu'à la fin de 2037. La Libye est membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et est soumise à des quotas qui peuvent avoir une incidence sur la production de la Société en Libye.

Depuis 2013, la production et les changements en Libye ont été intermittents en raison de l'agitation politique, et la valeur restante des actifs de Suncor en Libye a été réduite en 2015. Suncor a tiré une production et des chargements de certains de ses champs pétrolifères en 2018, mais d'autres champs demeurent arrêtés en raison de l'agitation politique. Le moment du retour aux activités normales en Libye demeure incertain. Par conséquent, la valeur résiduelle des actifs de Suncor en Libye a été radiée en 2015.

Le coût estimatif de l'engagement en matière de programmes de travaux d'exploration restants de Suncor au 31 décembre 2018 s'établit à 359 M\$ US. Suncor a déclaré un cas de force majeure à l'égard de tous les engagements d'exploration en Libye, avec prise d'effet le 14 décembre 2014, et cette déclaration demeure en

vigueur. Après la fin de 2018, la Société a reçu un produit lié aux instruments d'atténuation des risques de 300 M\$ pour ses actifs en Libye (environ 260 M\$ après impôts). Le produit pourrait faire l'objet d'un remboursement selon le rendement et les flux de trésorerie futurs des actifs de Suncor en Libye.

La quote-part de Suncor de la production en Libye en fonction des droits s'est établie en moyenne à 2,9 kb/j en 2018 (2017 – 4,5 kb/j).

#### Syrie

En décembre 2011, dans le climat d'agitation soutenu en Syrie, des sanctions ont été imposées, et Suncor a invoqué une situation de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles, suspendant ses activités dans le pays. La Société a cessé en conséquence d'enregistrer l'ensemble de la production et des produits associés à ses actifs syriens. Depuis 2011, Suncor a été incapable de surveiller l'état de ses actifs dans ce pays depuis ce temps et ignore entre autres si certaines installations ont subi des dommages, bien que la Société croit que certains actifs ont subi des dommages importants. En raison de l'incertitude

persistante entourant l'avenir de Suncor dans ce pays, la valeur résiduelle des actifs de Suncor a été réduite en 2013.

#### Ventes des principaux produits

La production pétrolière et gazière provenant de la Côte Est du Canada et des actifs au large du R.-U. et de la Norvège est soit commercialisée par le secteur Commerce d'énergie de Suncor, agissant à titre d'agent de commercialisation, soit vendue au secteur Commerce d'énergie de la Société, qui commercialise ensuite les produits auprès de clients aux termes de contrats de ventes directes. Suncor ne conclut habituellement pas d'ententes d'approvisionnement à long terme pour vendre sa production provenant de son secteur Exploration et production. Les contrats de ventes directes sont tous faits au comptant et comportent des prix qui sont généralement établis quotidiennement ou mensuellement en fonction d'un prix de référence du marché précis.

En Libye, le pétrole brut est commercialisé par la NOC pour le compte de Suncor.

#### Sommaire des ventes – Exploitation et production

Volumes des ventes	2018		2017	
	kbep/j	% des produits d'exploitation	kbep/j	% des produits d'exploitation
E et P Canada				
Pétrole brut et LGN	52,8	52	51,1	43
Gaz naturel	0,5	—	1,8	—
E et P International				
Pétrole brut et LGN <sup>(1)</sup>	48,7	47	66,5	56
Gaz naturel	0,8	1	1,4	1
Total – Exploration et production				
Pétrole brut et LGN	101,5	99	117,6	99
Gaz naturel	1,3	1	3,2	1

(1) Le pétrole brut et les LGN de E et P International comprennent les volumes de production en Libye en fonction des droits.

#### Distribution des produits

- Côte Est du Canada – La production du champ est transportée par des pétroliers à partir des installations extracôtières et est soit livrée directement aux clients (si l'horaire des pétroliers le permet) ou à l'installation de transbordement de Terre-Neuve à Placentia Bay, où elle est chargée sur des pétroliers pour être transportée jusqu'aux marchés de l'est du Canada, des É.-U., de l'Europe, de l'Amérique latine et de l'Asie. Suncor détient une participation de 14 % dans l'installation de transbordement et elle fait partie d'un groupe de sociétés qui partagent l'exploitation des actifs de transport maritime pour la Côte Est du Canada.
- Buzzard – Le pétrole brut est acheminé par l'entremise du réseau de pipelines Forties exploité par des tiers au terminal Hound Point, en Écosse, et vendu sous forme du mélange brut Forties Blend. Le gaz naturel est acheminé par l'entremise du réseau de pipelines Frigg exploité par un tiers au terminal gazier St. Fergus, en Écosse.
- Golden Eagle – Le pétrole brut est acheminé au terminal Flotta exploité par des tiers aux îles Orcades, en Écosse, d'où il est expédié jusqu'à son marché désigné sous forme du mélange Flotta Gold. Le gaz naturel est acheminé par l'entremise du réseau de pipelines SAGE exploité par un tiers au terminal gazier St. Fergus, en Écosse.

#### Redevances

##### Côte Est du Canada

Le projet Terra Nova a atteint l'étape des redevances nettes, soit une redevance sensible aux profits à deux paliers. Le premier palier correspond au montant le plus élevé entre 10 % des produits bruts et 30 % des produits nets (produits bruts rajustés pour tenir compte des coûts admissibles). Le deuxième palier représente une tranche additionnelle de 12,5 % des produits nets. En 2018, les redevances de Terra Nova se sont établies en moyenne à 20 % des produits bruts (2017 – 16 %).

La production du projet Hibernia tirée des champs pétrolifères initiaux et du bloc AA a atteint l'étape des redevances nettes, soit une redevance sensible aux profits à deux paliers et une participation au bénéfice net supplémentaire correspondant à 10 % des produits nets. Le premier palier correspond au montant le plus élevé entre 5 % des produits bruts et 30 % des produits nets. Le deuxième palier représente une tranche additionnelle de 12,5 % des produits nets; toutefois, il n'a pas encore été déclenché. En ce qui a trait à la partie de l'unité d'extension Hibernia Southern qui est contenue dans la zone visée par le permis d'Hibernia initial, une redevance de troisième palier représente entre 7,5 % et 12,5 % des produits nets, en fonction du cours du WTI.

La structure de redevances de l'unité d'extension Hibernia Southern est semblable à celle de l'arrangement Hibernia, mais est soumise à



une redevance supplémentaire de troisième palier qui représente entre 2,5 % et 7,5 % des produits nets, en fonction du cours du WTI. La redevance de troisième palier applicable à l'unité d'extension Hibernia Southern commencera à s'appliquer au même moment que la redevance de premier palier; cependant, l'unité d'extension Hibernia Southern est actuellement à l'étape des redevances nettes et est assujettie à une redevance correspondant au montant le plus élevé entre 5 % des produits bruts et 30 % des produits nets.

En 2018, les redevances d'Hibernia (y compris l'unité d'extension Hibernia Southern) et la participation au bénéfice net supplémentaire représentaient ensemble en moyenne 23 % des produits bruts (2017 – 26 %).

Le projet de base White Rose a atteint l'étape des redevances nettes, soit une redevance sensible aux profits à deux paliers. Le premier palier correspond au montant le plus élevé entre 7,5 % des produits bruts et 20 % des produits nets. Le deuxième palier représente une tranche additionnelle de 10 % des produits nets. Les structures de redevances de premier palier et de deuxième palier de l'extension White Rose sont identiques à celles du projet de base, et il existe une redevance de troisième palier supplémentaire de 6,5 % des produits nets, payable si le prix du WTI est supérieur à 50 \$ US/b. L'extension White Rose verse actuellement des redevances de premier et de troisième palier, mais le deuxième palier n'a pas encore été déclenché. En 2018, le total des paiements de redevances de White Rose s'est établi en moyenne à 7 % des produits bruts (2017 – 9 %).

Les redevances d'Hebron se composent initialement d'une redevance de base fonctionnant sur une échelle mobile payable, suivie d'une redevance à trois paliers qui deviendra payable lorsque certains niveaux de rentabilité précis ont été atteints. La redevance de base débutera à 1 % et augmentera à 7,5 % des produits bruts selon l'atteinte de certains jalons. La redevance de premier palier correspond à 20 % des produits nets. La redevance de deuxième palier correspond à une tranche supplémentaire de 10 % des produits nets. La redevance de troisième palier correspond à 6,5 % des produits nets, payable si le WTI est supérieur à 50 \$ US/b. En 2018, les redevances d'Hebron se sont établies en moyenne à 1 % des produits bruts (2017 – 1 %).

#### E et P International

Aucune redevance n'est payable sur la production pétrolière et gazière provenant des actifs au large du R.-U. et de la Norvège; toutefois, les profits tirés de la production pétrolière et gazière provenant du large du R.-U. sont soumis à un taux d'imposition sur le revenu de 40 %. De plus, les profits tirés de la production pétrolière et gazière provenant du large de la Norvège sont assujettis à un taux d'impôt sur les bénéfices de 78 %. Pour les activités en Libye, tous les intérêts du gouvernement, exception faite des impôts sur le revenu, sont présentés sous forme de redevances.

### **Raffinage et commercialisation**

#### **Raffinage et approvisionnement – Actifs et activités**

##### **Est de l'Amérique du Nord**

###### Raffinerie de Montréal

La raffinerie de Montréal a une capacité de production de pétrole brut de 137 kb/j et une configuration flexible qui lui permet de traiter du PBS non corrosif provenant de ses activités du secteur Sables pétrolifères, du WCS, du pétrole brut classique et des charges d'alimentation intermédiaires. L'approvisionnement en pétrole brut se fait aux prix du marché au moyen d'opérations au comptant effectuées sur le marché ou encore de contrats qui peuvent être résiliés moyennant un court préavis. Le pétrole brut pour la raffinerie peut être acheminé de plusieurs façons, y compris par la canalisation 9 d'Enbridge, par l'oléoduc Portland-Montréal, par transport maritime et par voie ferroviaire lorsqu'il provient de

l'intérieur des terres. La raffinerie de Montréal a reçu en moyenne des volumes de pétrole brut provenant de l'intérieur des terres de 124,1 kb/j en 2018 (2017 – 113,7 kb/j).

La production de la raffinerie de Montréal comprend de l'essence, du distillat, du pétrole brut lourd, des solvants, de l'asphalte et des produits pétrochimiques, qui sont principalement distribués à travers le Québec et l'Ontario. Elle continue également de produire des charges d'alimentation vendues aux termes d'un contrat d'approvisionnement à long terme conclu avec HollyFrontier, à la suite de la réalisation de la vente de l'installation de lubrifiants de Suncor à Mississauga au début de 2017. Les produits raffinés sont acheminés à des terminaux de distribution et aux clients par l'entremise du pipeline Trans-Northern, par camion, train et navire.

###### Raffinerie de Sarnia

La raffinerie de Sarnia a une capacité de production de pétrole brut de 85 kb/j et elle traite tant le PBS provenant du secteur Sables pétrolifères de la Société que le pétrole brut classique acheté auprès de tiers au moyen d'opérations au comptant effectuées sur le marché ou encore de contrats qui peuvent être résiliés moyennant un court préavis. Le pétrole brut est acheminé à la raffinerie de Sarnia principalement par le réseau principal et le réseau Lakehead d'Enbridge. Suncor fournit le pétrole brut classique à traiter à partir de l'Ouest canadien principalement, et est en mesure de compléter périodiquement l'approvisionnement avec des achats effectués aux États-Unis.

La raffinerie de Sarnia produit de l'essence, du kérosène ainsi que du carburéacteur et du carburant diesel, qui sont distribués principalement en Ontario. Les produits raffinés sont livrés à des terminaux de distribution en Ontario par l'entremise du pipeline Sun-Canadian ou sont livrés directement aux clients par navire et train. La raffinerie de Sarnia dispose également d'un accès restreint aux pipelines qui livrent des produits raffinés aux États-Unis.

Pour répondre aux demandes du réseau de commercialisation de Suncor dans l'Est de l'Amérique du Nord, la Société achète également de l'essence et du distillat auprès d'autres raffineries. Suncor conclut des ententes d'échange avec d'autres raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord, principalement pour de l'essence et du distillat, dans le but de minimiser les coûts de transport et d'équilibrer la disponibilité des produits. Les produits spécialisés, comme l'asphalte et les produits pétrochimiques, sont également exportés à des clients des États-Unis.

###### Autres installations

Suncor détient une participation de 51 % dans ParaChem Chemicals L.P. (« ParaChem »), qui est propriétaire exploitant d'une usine de produits pétrochimiques située près de la raffinerie de Montréal. Les charges d'alimentation sont le xylène et le toluène produits par les raffineries de Montréal et de Sarnia. L'usine produit principalement du paraxylène, qui est utilisé par les clients pour fabriquer des textiles de polyester et des bouteilles de plastique. La production de paraxylène totalisait environ 372 000 tonnes métriques en 2018 (2017 – 368 000 tonnes métriques). ParaChem produit également du benzène, de l'hydrogène et des hydrocarbures aromatiques lourds. La production de benzène est ramenée à la raffinerie de Montréal afin d'être commercialisée avec la production provenant de cette installation.

Suncor exploite la plus grande usine d'éthanol au Canada, l'usine d'éthanol de St. Clair, qui est située dans la région Sarnia-Lambton en Ontario et a une capacité nominale de 396 millions de litres par année. En 2018, l'usine a produit 402 millions de litres d'éthanol (2017 – 408 millions de litres).

##### **Ouest de l'Amérique du Nord**

###### Raffinerie d'Edmonton

La raffinerie d'Edmonton possède une capacité de raffinage de pétrole brut de 142 kb/j et a la possibilité de fonctionner au moyen d'un éventail complet de charges d'alimentation provenant des

activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor. Le pétrole brut est acheminé à la raffinerie au moyen de pipelines appartenant à la Société et à des tiers.

Les charges d'alimentation proviennent des activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, de l'exploitation Syncrude (notamment les volumes achetés par Suncor qui font partie de la quote-part de la production des autres partenaires de coentreprise dans Syncrude) et d'autres producteurs exerçant des activités dans les régions de Wood Buffalo et de Cold Lake, en Alberta. La raffinerie peut traiter une charge d'alimentation lourde mixte d'environ 41 kb/j (composée de 29 kb/j de bitume et de 12 kb/j de diluants) et traite environ 44 kb/j de PBS corrosif. La raffinerie peut également traiter environ 57 kb/j de PBS non corrosif au moyen de son train de pétrole brut synthétique.

La raffinerie d'Edmonton produit principalement de l'essence, du distillat et d'autres pétroles bruts légers, qui sont livrés à des terminaux de distribution dans l'Ouest canadien par l'entremise des réseaux Alberta Products Pipeline et TransMountain Pipeline et du réseau de pipelines d'Enbridge de même que par camion et train.

#### Raffinerie de Commerce City

La raffinerie de Commerce City a une capacité de production de pétrole brut de 98 kb/j. La raffinerie traite principalement du pétrole brut classique et a la capacité de traiter jusqu'à 16 kb/j de

PBS corrosif et de bitume dilué provenant des activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor. La majeure partie des charges d'alimentation en brut de la raffinerie est achetée auprès de sources américaines, y compris la région des Rocheuses, alors que le reste est acheté auprès de source canadiennes. Les contrats d'achat de pétrole brut peuvent être renouvelés de mois en mois ou couvrir plusieurs années. Le pétrole brut livré à la raffinerie de Commerce City est principalement acheminé par pipeline, et le reste est transporté par camion.

La raffinerie de Commerce City produit principalement de l'essence, du distillat et de l'asphalte routier.

La plupart des produits raffinés sont vendus à des clients commerciaux et de gros au Colorado et au Wyoming et par l'entremise d'un réseau de vente au détail dans ces États. Les produits raffinés sont distribués par camion, train et pipeline.

#### Autres installations

Afin de soutenir l'équilibre entre l'offre et la demande dans la région de Vancouver, Suncor importe et exporte des produits finis par l'entremise de son terminal de distribution Burrard situé sur la côte ouest de la Colombie-Britannique. Suncor conclut aussi des ententes d'échange avec d'autres raffineurs de l'ouest de l'Amérique du Nord afin de réduire les coûts de transport et d'équilibrer la disponibilité des produits.

#### Production, utilisations et rendements de la raffinerie

Le tableau suivant résume les charges d'alimentation brutes, ainsi que les utilisations et la composition de la production des raffineries de Suncor pour les exercices terminés les 31 décembre 2018 et 2017.

Production brute moyenne quotidienne (kb/j, sauf indication contraire)	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Synthétique non corrosif	8,9	7,9	29,7	23,0	50,1	52,1	—	—
Synthétique corrosif	—	—	25,7	35,7	32,8	41,7	9,2	11,2
Bitume dilué	22,1	24,3	—	—	35,6	42,1	11,2	7,9
Classique non corrosif	90,0	86,7	3,1	1,4	—	—	65,7	66,3
Classique corrosif	9,2	6,8	19,4	20,7	4,7	0,7	13,4	12,8
Total	130,2	125,7	77,9	80,7	123,2	136,5	99,5	98,3
Utilisation (%)	95	92	92	95	87	96	102	100
Quote-part du pétrole brut traité <sup>(1)</sup>	7,0	7,6	45,0	48,9	99,3	103,8	9,2	11,2

(1) Comprend les activités en amont de Suncor, y compris sa participation directe dans Syncrude.

Composition de la production de pétrole raffiné (%)	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Essence	41	42	51	49	44	45	48	48
Distillat	37	34	37	39	50	50	35	35
Autres	22	24	12	12	6	5	17	17

#### Terminaux et pipelines de distribution

Suncor est le propriétaire-exploitant de 13 importants terminaux de produits raffinés au Canada (ce qui comprend les terminaux adjacents à des raffineries) et de deux terminaux de produits au Colorado. Les actifs nord-américains de Suncor, combinés à l'accès aux installations visées par des arrangements contractuels à long terme avec d'autres parties, suffisent à répondre aux besoins actuels en matière de stockage et de distribution du secteur Raffinage et commercialisation.

Suncor détient des participations dans certains pipelines, y compris les suivants :

Pipeline	Propriété	Type	Origine	Destinations
Pipeline Portland-Montréal	23,80 %	Pétrole brut	Portland (Maine)	Montréal (Québec)
Pipeline Trans-Northern	33,30 %	Produit raffiné	Montréal (Québec)	Ontario – Ottawa, Toronto et Oakville
Pipeline Sun-Canadian	55,00 %	Produit raffiné	Sarnia (Ontario)	Ontario – Toronto, London et Hamilton
Pipeline Alberta Products	35,00 %	Produit raffiné	Edmonton (Alberta)	Calgary (Alberta)
Pipeline Rocky Mountain Crude	100,00 %	Pétrole brut	Guernsey (Wyoming)	Denver (Colorado)
Pipeline Centennial	100,00 %	Pétrole brut	Guernsey (Wyoming)	Cheyenne (Wyoming)
Pipeline du secteur Sables pétrolifères	100,00 %	Pétrole brut	Fort McMurray (Alberta)	Edmonton (Alberta)

### Commercialisation – Actifs et activités

Le réseau de stations-services au détail de Suncor est exploité, principalement sous la bannière Petro-Canada<sup>MD</sup>, à l'échelle nationale. Au 31 décembre 2018, ce réseau comprenait 1 528 points de vente au Canada. De plus, les produits raffinés sont offerts dans les installations de commerçants indépendants et d'exploitations conjointes. Les ventes annuelles d'essence et de carburants du réseau au détail canadien de Suncor totalisaient en moyenne environ 4,8 millions de litres par site en 2018 (2017 – 4,8 millions de litres) et représentaient une part estimative de 17,9 % (2017 – 17,5 %) du marché de la vente au détail à l'échelle nationale.

Le réseau de vente au détail de Suncor au Colorado est composé de 44 points de vente détenus en propriété ou loués sous les bannières Shell<sup>MC</sup>, Exxon<sup>MC</sup> ou Mobil<sup>MC</sup>. En outre, Suncor a conclu

des contrats d'approvisionnement en produits avec 145 sites de la bannière Shell<sup>MD</sup> au Colorado et au Wyoming, et avec 49 sites des bannières Exxon<sup>MC</sup> et Mobil<sup>MC</sup> au Colorado. Les activités de commercialisation du réseau de vente au détail tirent également des revenus non liés aux produits pétroliers des ventes de dépanneurs et de lave-autos.

L'entreprise de vente en gros de Suncor vend des produits raffinés aux marchés de l'agriculture, du chauffage domestique et du pavage, aux petites industries, au secteur commercial et à l'industrie du camionnage.

Grâce à son réseau PETRO-PASS<sup>MD</sup>, Suncor est un commerçant national dans le secteur du transport routier commercial au Canada. Qui plus est, Suncor vend des produits raffinés directement à des grands clients des secteurs industriels et commerciaux ainsi qu'à des commerçants indépendants.

### Sommaire des ventes au détail et de gros

Emplacements	Au 31 décembre	
	2018	2017
Stations-service au détail – Canada		
De la bannière Petro-Canada <sup>MD</sup>	1 527	1 516
De la bannière Sunoco <sup>MD</sup>	1	1
	1 528	1 517
Stations-service au détail <sup>(1)</sup> – États-Unis		
De la bannière Shell <sup>MC</sup> – Colorado/Wyoming	180	196
De la bannière Exxon <sup>MC</sup> – Colorado	40	26
De la bannière Mobil <sup>MC</sup> – Colorado	18	10
	238	232
Sites de vente en gros fonctionnant avec une carte – Canada		
De la bannière Petro-Canada <sup>MD</sup> (PETRO-PASS <sup>MD</sup> )	307	305

- (1) Shell<sup>MD</sup> est une marque de commerce américaine déposées de SHELL TRADEMARK MANAGEMENT B.V., et Exxon<sup>MC</sup> et Mobil<sup>MC</sup> sont des marques de commerce américaines déposées d'Exxon Mobil Corporation.



Volumes des ventes	2018		2017	
	kb/j	% des produits d'exploitation	kb/j	% des produits d'exploitation
Essence (comprend l'essence automobile et l'essence pour l'aviation)				
Est de l'Amérique du Nord	117,8		117,5	
Ouest de l'Amérique du Nord	127,8		125,4	
	245,6	47	242,9	46
Distillats (comprend le carburant diesel, le mazout et le carburant aviation)				
Est de l'Amérique du Nord	95,8		86,8	
Ouest de l'Amérique du Nord	107,6		112,5	
	203,4	39	199,3	37
Autres (comprend le mazout lourd, l'asphalte, les lubrifiants, les produits pétrochimiques et les autres produits)				
Est de l'Amérique du Nord	52,7		62,4	
Ouest de l'Amérique du Nord	25,6		25,9	
	78,3	15	88,3	17
	527,3		530,5	

Les volumes des ventes de certains produits sont modérément touchés par les cycles saisonniers : les ventes d'essence sont habituellement plus élevées pendant la saison de conduite estivale; les ventes de mazout, pendant la saison hivernale; les ventes de diesel, pendant la saison de forage en début d'année dans l'Ouest canadien et pendant les saisons des semences et de la récolte au début du printemps et à la fin de l'été, respectivement; et les ventes d'asphalte, pendant la période de pavage estivale. Suncor a la souplesse nécessaire pour modifier les intrants et les extrants des raffineries de façon à faire correspondre la production avec la demande prévue de produits.

Les volumes des ventes peuvent également être touchés lorsque les raffineries font l'objet d'entretiens, qui réduisent la production. Suncor est en mesure de réduire en partie ces effets au moyen de ses installations intégrées : la raffinerie d'Edmonton et les installations de valorisation du secteur Activités de base des Sables pétrolifères ainsi que les raffineries de Sarnia et de Montréal. De plus, Suncor peut acheter des produits raffinés auprès de fournisseurs tiers.

### Autres entreprises de Suncor

#### Commerce d'énergie

Le secteur Commerce d'énergie de Suncor est organisé autour de cinq grands groupes de produits de base, à savoir le pétrole brut, les carburants de transport, les produits spécialisés et les charges d'alimentation, le gaz naturel, ainsi que l'électricité. Il possède des bureaux de commerce au Canada, au R.-U. et aux É.-U. Le secteur Commerce d'énergie gère le risque lié aux prix indéterminés dans la chaîne de valeur de Suncor et offre des solutions en matière d'approvisionnement en produits de base, de transport et de stockage tout en optimisant les prix obtenus pour les produits de Suncor. Parmi les clients de la Société figurent des clients des secteurs commercial et industriel de grande et de moyenne taille, des sociétés de services publics et des producteurs d'énergie.

Le secteur Commerce d'énergie soutient la production des secteurs Sables pétrolifères et E et P de la Société en optimisant les prix obtenus, en gérant les niveaux des stocks et en gérant les

incidences de facteurs du marché externes, comme les perturbations ou les interruptions des pipelines pour les clients du secteur du raffinage. Le secteur Commerce d'énergie a conclu des ententes contractuelles pour d'autres infrastructures intermédiaires, comme les pipelines, la capacité d'entreposage et l'accès par rail, afin d'optimiser la livraison de la production existante et de la production en croissance future, tout en tirant des profits de certaines stratégies et occasions commerciales.

Le secteur Commerce d'énergie soutient le secteur Raffinage et commercialisation de la Société en optimisant l'approvisionnement en charges d'alimentation sous forme de pétrole brut et de LGN aux quatre raffineries de la Société, en gérant les niveaux des stocks de pétrole brut au cours de la révision des raffineries et des périodes de maintenance imprévues, et en gérant les incidences à l'externe découlant des interruptions des pipelines. Le secteur Commerce d'énergie achemine également la production des raffineries de Suncor au marché et assure l'approvisionnement des réseaux de commercialisation de gros et de détail exploités sous les bannières de Suncor. Le secteur fournit un approvisionnement fiable en gaz naturel aux activités en amont et en aval de Suncor et enregistre des produits supplémentaires grâce au commerce et à l'optimisation des actifs.

#### Énergie renouvelable

Les activités d'investissement dans l'énergie renouvelable de Suncor comprennent le développement, la construction et la propriété d'actifs d'électricité renouvelable exploités par Suncor ainsi que par des partenaires de coentreprise partout au Canada. À l'heure actuelle, ceux-ci comprennent un portefeuille de quatre installations éoliennes en exploitation situées en Alberta, en Saskatchewan et en Ontario, qui ont une capacité installée brute de 111 MW. En outre, Suncor a obtenu un certain nombre de sites aux fins de projets éoliens et solaires futurs éventuels qui en sont à divers stades de développement, dont le projet de parc éolien proposé Forty Mile situé dans le sud-est de l'Alberta, sur des terrains privés d'environ 50 000 acres, au sud et à l'est de la municipalité de Bow Island dans le comté de Forty Mile.

Projets éoliens de Suncor au 31 décembre 2018 :

Projets éoliens		Participation (%)	Puissance brute (MW)	Turbines	Achèvement des travaux
Exploité par Suncor					
Adelaide	Strathroy (Ontario)	75,0	40	18	2014
Non exploité par Suncor					
Chin Chute	Taber (Alberta)	33,3	30	20	2006
Magrath	Magrath (Alberta)	33,3	30	20	2004
SunBridge	Gull Lake (Saskatchewan)	50,0	11	17	2002

## EMPLOYÉS DE SUNCOR

Le tableau qui suit présente la répartition des employés entre les secteurs et le siège social de Suncor.

Au 31 décembre	2018	2017
Sables pétroliers <sup>(1)</sup>	6 289	6 196
Exploration et production	325	332
Raffinage et commercialisation	2 787	2 737
Siège social, négociation de l'énergie et énergie renouvelable <sup>(2)</sup>	3 079	3 116
Total	12 480	12 381

(1) Comprend les employés affectés à l'exploitation de Fort Hills.

(2) Comprend les employés du groupe affecté aux projets de la Société, qui appuie les secteurs d'activité.

En plus des employés de Suncor, la Société fait également appel à des entrepreneurs indépendants pour la fourniture de divers services.

Environ 32 %, ou 4 216, des employés de la Société étaient couverts par des conventions collectives à la fin de 2018. La Société a terminé des négociations en 2018 et des conventions collectives sont maintenant en vigueur avec Teamsters Canada au terminal Burrard et avec Unifor pour le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est. Des négociations sont en cours pour les 11 conventions collectives qui viennent à échéance en 2019, lesquelles représentent environ 3 954 employés, dont les employés des Activités de base du secteur Sables pétroliers et de Firebag (environ 3 056 employés), les employés des raffineries d'Edmonton, de Montréal et de Commerce City, les employés des terminaux de Burrard, d'Edmonton, de London, de Montréal et d'Oakville et les employés de Terra Nova.

## POLITIQUES EN MATIÈRE D'ÉTHIQUE ET POLITIQUES SOCIALES ET ENVIRONNEMENTALES

Suncor a adopté plusieurs politiques en matière d'éthique et des questions sociales et environnementales.

Les normes d'éthique dans la conduite des activités de Suncor figurent dans un Code des pratiques commerciales (le « Code »), qui s'applique à ses administrateurs, dirigeants, employés et entrepreneurs indépendants, et exige le respect rigoureux des exigences légales et des valeurs de Suncor. Les sujets abordés dans le Code comprennent la concurrence, les conflits d'intérêts, la protection et l'utilisation adéquate des actifs et des occasions de l'entreprise, la confidentialité, la communication de renseignements importants, la négociation des actions et des titres, les communications au public, les paiements irréguliers, le harcèlement, les pratiques équitables dans le cadre des relations commerciales et les rapports comptables et le contrôle administratif. Le Code est soutenu par des lignes directrices et des normes détaillées de même que par un programme de respect du Code, aux termes duquel tous les administrateurs, dirigeants, employés et entrepreneurs indépendants sont tenus, chaque année, de suivre une formation portant sur le Code, de lire un résumé du Code, de déclarer qu'ils comprennent les exigences du Code, et de confirmer qu'ils ont respecté le Code depuis leur dernière confirmation ou qu'ils ont discuté de tout cas de non-conformité et l'ont réglé avec leur superviseur. Ces renseignements sont ensuite communiqués au comité de la gouvernance du conseil d'administration de Suncor. Une copie du Code est accessible sur le site Web de Suncor au [www.suncor.com](http://www.suncor.com).

Suncor a un code de conduite pour les fournisseurs qui énonce les valeurs importantes de Suncor et qui constitue un guide relativement à la norme de comportement à laquelle Suncor s'attend de tous les fournisseurs, entrepreneurs, consultants et autres tiers avec lesquels elle fait affaire. Le code de conduite des fournisseurs traite de sujets comme la sécurité, les droits de la personne, le harcèlement, la corruption et les renseignements confidentiels, entre autres. Il renforce par ailleurs l'engagement de Suncor à l'égard du développement durable et encourage les partenaires de Suncor à collaborer avec la Société pour trouver des moyens de réduire les impacts environnementaux, soutenir les collectivités dans lesquelles Suncor travaille et assurer collectivement la croissance économique. Le respect de ce code est une condition standard de tous les contrats de la chaîne d'approvisionnement de Suncor.

Suncor a adopté une politique en matière de droits de la personne, qui affirme la responsabilité de Suncor de respecter les droits de la personne et qui vise à assurer que Suncor n'est pas complice de violations de droits de la personne. Suncor est soumise aux lois des pays dans lesquels elle exerce ses activités et s'engage à respecter ces lois tout en honorant les principes relatifs aux droits de la personne internationaux, comme ceux décrits dans la Déclaration universelle des droits de la personne. La politique comprend des principes directeurs, notamment les suivants : la croyance selon laquelle il est essentiel de mettre en œuvre un processus d'évaluation des répercussions sur les droits de la personne régulièrement pour repérer, prévenir, atténuer et réparer des répercussions éventuelles sur les droits de la personne; un engagement à offrir un milieu de travail exempt de harcèlement, de violence, d'intimidation ou d'autres comportements perturbateurs; un engagement à respecter les cultures, les coutumes et les valeurs des collectivités dans lesquelles la Société exerce ses activités; la croyance selon laquelle les politiques de sécurité doivent être conformes aux normes internationales en matière de droits de la personne; et la croyance selon laquelle les employés et les parties intéressées touchées par les activités de la Société devraient avoir accès à des mécanismes de gestion des griefs légitimes, accessibles, prévisibles, équitables et transparents. La politique établit clairement que l'étendue de la vérification diligente que doit effectuer Suncor en matière de droits de la personne comprend ses propres activités et, lorsque Suncor peut influencer ses relations commerciales avec des tiers, celles des autres.

Suncor a adopté une politique concernant les relations avec les parties intéressées qui reflète ses valeurs. La politique stipule que Suncor a à cœur de nouer et de maintenir des relations positives et constructives avec les parties intéressées dans tous ses secteurs d'exploitation et expose les principes directeurs de Suncor pour l'établissement des relations avec les parties intéressées (respect, responsabilité, transparence, respect des délais et avantage mutuel). La politique fait état de la croyance de Suncor selon laquelle des relations harmonieuses avec les parties intéressées apportent des avantages mutuels considérables, notamment parce qu'elles permettent la prise de décisions éclairées, la

résolution de problèmes par la mise en place de solutions économiques en temps opportun qui favorisent toutes les parties visées, le renforcement des collectivités de même que le partage des connaissances.

Suncor a adopté une politique sur les relations avec les Autochtones du Canada, qui exprime le désir de Suncor de travailler en collaboration avec les peuples autochtones dans le but de créer une valeur commune. Cette politique jette les bases d'une approche conséquente des relations de la Société avec les peuples autochtones et souligne les responsabilités et les engagements de Suncor; elle vise à guider les décisions de Suncor au quotidien. Suncor s'engage à travailler en étroite collaboration avec les peuples et les communautés autochtones afin de construire et de maintenir des relations à long terme fructueuses et mutuellement avantageuses. Il ressort clairement de la politique que le développement responsable doit tenir compte des intérêts des peuples autochtones relativement aux occasions et aux impacts découlant du développement énergétique pour ce qui touche à leurs communautés et à leur utilisation traditionnelle et actuelle des terres et des ressources.

Suncor a adopté une politique sur l'environnement, la santé et la sécurité, qui énonce l'engagement de Suncor d'être une société énergétique durable en s'efforçant d'atteindre ou de dépasser les niveaux de rendement établis en fonction de la législation et des attentes en évolution des parties intéressées de la Société du point de vue environnemental, social et économique. La politique reflète la croyance de Suncor que les efforts qu'elle déploie sur le plan de l'environnement, de la santé et de la sécurité sont mutuellement complémentaires de son rendement économique et social. La politique prévoit que les membres de la direction de Suncor sont responsables de s'assurer que les employés et les entrepreneurs qui sont sous leur direction possèdent les compétences requises pour gérer leurs responsabilités sur le plan de l'environnement, de la santé et de la sécurité et qu'ils connaissent les risques associés à leurs tâches et que tous les employés et entrepreneurs de Suncor sont tenus de respecter les lois, codes, règlements, normes et procédures nécessaires pour exécuter leur travail de façon sécuritaire pour eux et pour leurs collègues.

Le comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable (« ESSDD ») du conseil d'administration se réunit trimestriellement pour examiner l'efficacité avec laquelle Suncor remplit ses obligations en matière d'ESSDD. Le comité examine également les stratégies et les politiques de la Société en matière d'ESSDD en fonction des normes juridiques, des normes du secteur et des normes de la communauté. Le comité ESSDD surveille aussi le rendement de la direction et les tendances et questions émergentes dans ces domaines. En outre, le comité ESSDD supervise le rendement de Suncor en ce qui a trait à son objectif social visant à renforcer la confiance et le respect mutuels avec les peuples autochtones du Canada et passe en revue le rapport annuel sur le développement durable de Suncor, qui présente ses progrès, ses plans et ses objectifs de rendement en matière d'ESSDD ainsi que de l'information sur le lobbying.

Les prix annuels du président en matière d'excellence opérationnelle de Suncor soutiennent et mettent en valeur les buts de la politique sur l'environnement, la santé et la sécurité en récompensant les employés et les entrepreneurs qui ont fait preuve d'un engagement exceptionnel envers le rendement en matière d'environnement et de santé et de sécurité. La cérémonie de remise des prix souligne la progression d'initiatives en matière de sécurité et offre des occasions de formation à tous les employés.

Les politiques susmentionnées sont passées en revue régulièrement et sont accessibles aux employés et aux entrepreneurs sur l'intranet de la Société. Des ateliers et des séances de formation ciblées supplémentaires portant sur diverses questions visées par les politiques sont également organisés au besoin pendant l'année. Des versions audio en cri et en déné de la Politique sur les relations avec les Autochtones du Canada sont également disponibles.

## RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

### Date du relevé

Le Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz dont il est question ci-dessous est daté du 28 février 2019, avec une date de prise d'effet au 31 décembre 2018. Les évaluations des réserves n'ont pas été mises à jour depuis la date de prise d'effet et ne reflètent donc pas l'évolution des réserves de la Société depuis cette date. L'information a été établie au 22 février 2019.

### Présentation des données relatives aux réserves

Suncor est assujettie aux obligations d'information des autorités en valeurs mobilières canadiennes, y compris la présentation des données relatives aux réserves conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

Les données relatives aux réserves comprises dans la présente rubrique de la notice annuelle pour les secteurs Exploitation minière et In situ sont fondées sur des évaluations réalisées par GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ ») et sont contenues dans leurs rapports datés du 22 février 2019 (les « rapports de GLJ »). Les données relatives aux réserves énoncées ci-après pour toutes les autres réserves, ce qui comprend celles ayant trait aux participations que détient Suncor dans ses actifs classiques au large de Terre-Neuve-et-Labrador (collectivement, « E et P Canada ») de même que dans ses actifs classiques au large du R.-U. et de la Norvège (collectivement, les « actifs au large du R.-U. et de la Norvège »), sont fondées sur les évaluations réalisées par Sproule Associates Limited ou Sproule International Limited (collectivement, « Sproule ») et sont contenues dans leurs rapports datés du 22 février 2019 (les « rapports de Sproule »). GLJ et Sproule (collectivement, les « évaluateurs ») sont toutes deux des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants au sens attribué à ce terme dans le Règlement 51-101.

Les données relatives aux réserves constituent un sommaire des réserves de PBS, de bitume, de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen (combinés, y compris des quantités négligeables de pétrole brut lourd) et de gaz naturel classique (y compris des quantités négligeables de réserves de LGN) de Suncor ainsi que de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs pour ces réserves, estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels avant la constitution d'une provision pour les intérêts et les dépenses générales et administratives.

### Mise en garde – Données relatives aux réserves

Il ne devrait pas être supposé que les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs présentés dans les tableaux ci-après représentent la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les hypothèses fondées sur les prix et le coût prévisionnels se matérialiseront, et les écarts par rapport à ces hypothèses pourraient être importants. Rien ne garantit que les réserves de PBS, de bitume, de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen, de pétrole brut lourd, de gaz naturel classique et de LGN visées par les estimations figurant dans les présentes seront récupérées. Les volumes récupérés de PBS, de bitume, de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen, de pétrole brut lourd, de gaz naturel classique et de LGN pourraient être supérieurs ou inférieurs aux estimations figurant dans les présentes. Les lecteurs devraient prendre connaissance du glossaire, des abréviations et des définitions ainsi que de l'information dont il est fait mention dans les Notes concernant les tableaux de données relatives aux réserves, les Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves et les Notes concernant les tableaux sur les

produits des activités ordinaires nets futurs lorsqu'ils consultent les notes et les tableaux qui suivent.

### Facteurs de risque et incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves

L'évaluation des réserves est un processus continu, qui peut considérablement subir l'influence de divers facteurs internes et externes. Des révisions sont souvent nécessaires en raison de changements dans les données techniques nouvellement acquises, des progrès technologiques, du rendement passé, de l'établissement des prix, de la situation économique, de la disponibilité du marché ou des modifications réglementaires. Des renseignements techniques supplémentaires concernant la géologie, l'hydrogéologie, les propriétés des réservoirs et les propriétés des fluides des réservoirs sont obtenus au moyen de programmes de forage sismique, de programmes de forage, d'études et d'analyses à jour du rendement des réservoirs et de la production antérieure et peuvent entraîner des révisions des réserves. L'établissement des prix, la disponibilité du marché et la situation économique ont un effet sur la rentabilité du développement des réserves. Les régimes de redevances, la réglementation environnementale et d'autres modifications apportées au cadre réglementaire ne sont pas prévisibles et pourraient avoir un effet positif ou négatif sur les réserves. Les progrès technologiques futurs devraient avoir une incidence favorable sur les données économiques du développement et de l'exploitation des réserves et, par conséquent, ils pourraient entraîner une augmentation des réserves. En raison de l'agitation politique, comme celle qui secoue la Syrie et la Libye, des volumes qui seraient autrement classés comme des réserves ont été classés comme des ressources éventuelles.

Bien que les facteurs susmentionnés et de nombreux autres soient pertinents pour l'évaluation des réserves, il est toujours nécessaire de faire preuve de jugement et de poser certaines hypothèses. Au fur et à mesure que de nouveaux renseignements sont disponibles, ces facteurs sont revus et révisés en conséquence.

Les réserves figurant dans la présente notice annuelle ne sont que des estimations. Il existe de nombreuses incertitudes liées à l'estimation des quantités et de la qualité de ces réserves, notamment bon nombre de facteurs indépendants de la volonté de la Société. En général, les estimations des réserves et des flux de trésorerie nets futurs provenant de ces réserves se fondent sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses variables, comme les prévisions se rapportant à la production, les règlements, les prix, le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations, les redevances futures, les frais d'exploitation futurs, les taux de rendement de la production valorisée de PBS provenant du bitume et les coûts d'abandon et de remise en état futurs, qui peuvent tous différer sensiblement des résultats réels et peuvent être touchés par plusieurs des facteurs énumérés aux rubriques « Situation dans l'industrie » et « Facteurs de risque » aux présentes. L'exactitude d'une estimation des réserves relève de l'interprétation et d'un jugement et est fonction de la qualité et de la quantité des données existantes, qui ont pu être recueillies avec le temps. Pour ces motifs, les estimations des réserves et le classement de ces réserves en fonction de la certitude que présente leur récupération, établis par différents ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier.

Les estimations des réserves sont fondées sur une évaluation géologique, ce qui comprend des essais de forage et des essais en laboratoire. Les estimations des réserves du secteur Exploitation minière tiennent compte de la capacité de production et des rendements de la valorisation, des plans de mines, de la durée de vie utile de l'exploitation et des contraintes réglementaires. Les

estimations des réserves du secteur In situ sont également fondées sur l'analyse des carottes et les sondages sismiques et le succès commercial démontré des procédés in situ. La production, les produits des activités ordinaires, les redevances, les taxes et impôts et les frais de développement et d'exploitation réels de Suncor par rapport aux réserves de la Société varieront de ces estimations, et ces écarts pourraient être importants. Les résultats de la production après la date de l'estimation peuvent justifier des révisions futures, à la hausse ou à la baisse, si l'écart est important.

Les évaluations des réserves sont fondées en partie sur le succès présumé d'activités que la Société prévoit entreprendre au cours des prochaines années. Les réserves et les flux de trésorerie estimatifs qui en découlent, qui sont présentés dans l'évaluation des réserves, peuvent être augmentés ou réduits dans la mesure où ces activités atteignent ou pas ce degré de succès présumé.

Les incertitudes et facteurs de risque importants et spécifiques touchant les réserves de Suncor comprennent notamment ce qui suit :

- Volatilité du prix des produits de base

Les prix des produits de base ont une incidence sur la rentabilité du développement des réserves. Ainsi, des prix plus élevés des produits de base peuvent entraîner des réserves plus élevées en rendant plus de projets rentables sur le plan commercial ou en prolongeant leur durée économique, alors que des prix moins élevés des produits de base peuvent entraîner des réserves moins élevées. La faiblesse des prix des produits de base pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les réserves de Suncor. Voir la rubrique « Facteurs de risque - Volatilité du prix des produits de base » de la présente notice annuelle.

- Risque relatif au carbone

Suncor exerce des activités dans des territoires ayant réglementé, ou proposé de réglementer, les émissions de GES industrielles, y compris les lois adoptées par le gouvernement de l'Alberta touchant les actifs actuels et futurs du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui sont décrites sommairement à la rubrique « Situation dans l'industrie - Réglementation environnementale - Changements climatiques » de la présente notice annuelle. Ces lois pourraient imposer des coûts de conformité importants à Suncor, qui pourraient éventuellement nuire à la viabilité économique de certains

projets inscrits à titre de réserves, ou nécessiter le développement de nouvelles technologies. Si, en raison de coûts de conformité, des projets perdaient leur viabilité économique ou qu'il était nécessaire de développer de nouvelles technologies, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités de développement futures. Voir la rubrique « Facteurs de risque - Risque relatif au carbone » de la présente notice annuelle.

- Agitation politique

En raison de l'agitation politique en Syrie, Suncor a reclassé toutes les réserves dans ce pays à titre de ressources éventuelles avec prise d'effet le 31 décembre 2012. Elle a également reclassé toutes les réserves en Libye à titre de ressources éventuelles avec prise d'effet le 31 décembre 2016 en raison de l'agitation politique en Libye. Tous les volumes en Syrie et en Libye demeurent classés à titre de ressources éventuelles au 31 décembre 2018. Les critères permettant le reclassement des volumes susmentionnés sous forme de réserves comprennent des périodes soutenues de stabilité politique, une stabilité sur les plans de l'exploitation et de la production et la normalisation des relations d'affaires, y compris les opérations financières. Voir la rubrique « Facteurs de risque - Exploitations à l'étranger » de la présente notice annuelle.

- Frais d'abandon et de remise en état

Voir la rubrique « Autre information concernant les données relatives aux réserves - Frais d'abandon et de remise en état » de la présente notice annuelle.

- Mesures gouvernementales

Les interventions gouvernementales, notamment les réductions obligatoires de la production, pourraient créer de l'incertitude à long terme sur le marché, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les réserves de Suncor. Voir la rubrique « Facteurs de risque - Intervention gouvernementale et réglementaire et efficacité des politiques » de la présente notice annuelle.

Voir la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements concernant les incertitudes et les facteurs de risque importants à l'égard des réserves de Suncor.

## Tableaux et notes concernant les réserves de pétrole et de gaz

### Sommaire des réserves de pétrole et de gaz<sup>(1)</sup>

Au 31 décembre 2018

(prix et coûts prévisionnels)<sup>(2)</sup>

	PBS <sup>(3)</sup>		Bitume		Pétrole brut léger et pétrole brut moyen <sup>(4)</sup>		Gaz naturel classique		Total	
	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Gpi <sup>3</sup> (e))	(Gpi <sup>3</sup> (e))	(Mbep)	(Mbep)
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brute	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
<b><i>Prouvées développées exploitées</i></b>										
Exploitation minière	2 069	1 852	942	842	—	—	—	—	3 011	2 694
In situ	180	160	118	104	—	—	—	—	298	264
E et P Canada	—	—	—	—	61	49	—	—	61	49
Total - Canada	2 249	2 011	1 059	947	61	49	—	—	3 370	3 007
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	—	—	—	—	43	43	1	1	43	43
<b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>	<b>2 249</b>	<b>2 011</b>	<b>1 059</b>	<b>947</b>	<b>104</b>	<b>92</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>3 413</b>	<b>3 050</b>
<b><i>Prouvées développées inexploitées</i></b>										
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
E et P Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total - Canada	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b><i>Prouvées non développées</i></b>										
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	548	453	653	532	—	—	—	—	1 201	985
E et P Canada	—	—	—	—	62	59	—	—	62	59
Total - Canada	548	453	653	532	62	59	—	—	1 263	1 044
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	—	—	—	—	8	8	13	13	10	10
<b>Total des réserves prouvées non développées</b>	<b>548</b>	<b>453</b>	<b>653</b>	<b>532</b>	<b>70</b>	<b>67</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>1 273</b>	<b>1 054</b>
<b><i>Prouvées</i></b>										
Exploitation minière	2 069	1 852	942	842	—	—	—	—	3 011	2 694
In situ	729	613	770	636	—	—	—	—	1 499	1 249
E et P Canada	—	—	—	—	123	108	—	—	123	108
Total - Canada	2 798	2 465	1 712	1 478	123	108	—	—	4 632	4 051
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	—	—	—	—	52	52	14	14	54	54
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>2 798</b>	<b>2 465</b>	<b>1 712</b>	<b>1 478</b>	<b>174</b>	<b>159</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>4 686</b>	<b>4 105</b>
<b><i>Probables</i></b>										
Exploitation minière	621	547	496	397	—	—	—	—	1 117	944
In situ	1 175	923	387	284	—	—	—	—	1 562	1 207
E et P Canada	—	—	—	—	174	138	—	—	174	138
Total - Canada	1 796	1 469	883	681	174	138	—	—	2 853	2 288
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	—	—	—	—	37	37	17	17	40	40
<b>Total des réserves probables</b>	<b>1 796</b>	<b>1 469</b>	<b>883</b>	<b>681</b>	<b>211</b>	<b>175</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>2 892</b>	<b>2 328</b>
<b><i>Prouvées et probables</i></b>										
Exploitation minière	2 690	2 398	1 438	1 239	—	—	—	—	4 128	3 638
In situ	1 904	1 535	1 157	920	—	—	—	—	3 061	2 455
E et P Canada	—	—	—	—	297	246	—	—	297	246
Total - Canada	4 593	3 934	2 595	2 159	297	246	—	—	7 485	6 339
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	—	—	—	—	88	88	32	32	94	94
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>4 593</b>	<b>3 934</b>	<b>2 595</b>	<b>2 159</b>	<b>385</b>	<b>334</b>	<b>32</b>	<b>32</b>	<b>7 579</b>	<b>6 433</b>

Voir les notes (1) à (4) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants concernant les volumes indiqués dans ce tableau.



# Variation des réserves brutes<sup>(1)</sup>

Au 31 décembre 2018

(prix et coûts prévisionnels)<sup>(2)</sup>

	PBS <sup>(3)</sup>			Bitume			Pétrole brut léger et pétrole brut moyen <sup>(4)(5)</sup>			Gaz naturel classique <sup>(6)</sup>			Total		
	Prouvées	Proba-bl es	Prouvées et probables	Prouvées	Proba-bl es	Prouvées et probables	Prou- vées	Proba-bl es	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Proba-bl es	Prouvées et probables
	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Gpi <sup>2</sup> (e)	Gpi <sup>2</sup> (e)	Gpi <sup>2</sup> (e)	Mbep	Mbep	Mbep
<b>Exploitation minière</b>															
<b>31 décembre 2017</b>	2 134	608	2 741	929	581	1 510	—	—	—	—	—	—	3 062	1 189	4 251
Extensions et récupération améliorée <sup>(7)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques <sup>(8)</sup>	(11)	(25)	(36)	18	(94)	(76)	—	—	—	—	—	—	7	(120)	(112)
Découvertes <sup>(9)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>(10)</sup>	73	38	112	19	10	29	—	—	—	—	—	—	92	48	140
Aliénations <sup>(11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques <sup>(12)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>(13)</sup>	(127)	—	(127)	(24)	—	(24)	—	—	—	—	—	—	(151)	—	(151)
<b>31 décembre 2018</b>	<b>2 069</b>	<b>621</b>	<b>2 690</b>	<b>942</b>	<b>496</b>	<b>1 438</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>3 011</b>	<b>1 117</b>	<b>4 128</b>
<b>In Situ</b>															
<b>31 décembre 2017</b>	751	1 216	1 967	805	342	1 147	—	—	—	—	—	—	1 557	1 558	3 114
Extensions et récupération améliorée <sup>(7)</sup>	1	—	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	2
Révisions techniques <sup>(8)</sup>	9	(41)	(32)	10	45	55	—	—	—	—	—	—	19	4	23
Découvertes <sup>(9)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>(10)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations <sup>(11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques <sup>(12)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>(13)</sup>	(33)	—	(33)	(45)	—	(45)	—	—	—	—	—	—	(78)	—	(78)
<b>31 décembre 2018</b>	<b>729</b>	<b>1 175</b>	<b>1 904</b>	<b>770</b>	<b>387</b>	<b>1 157</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1 499</b>	<b>1 562</b>	<b>3 061</b>
<b>E et P Canada</b>															
<b>31 décembre 2017</b>	—	—	—	—	—	—	98	227	326	21	6	28	102	228	330
Extensions et récupération améliorée <sup>(7)</sup>	—	—	—	—	—	—	2	2	5	—	—	—	2	2	5
Révisions techniques <sup>(8)</sup>	—	—	—	—	—	—	42	(56)	(13)	—	—	—	42	(56)	(13)
Découvertes <sup>(9)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>(10)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations <sup>(11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	20	6	27	3	1	4
Facteurs économiques <sup>(12)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>(13)</sup>	—	—	—	—	—	—	(20)	—	(20)	(1)	—	(1)	(20)	—	(20)
<b>31 décembre 2018</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>123</b>	<b>174</b>	<b>297</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>123</b>	<b>174</b>	<b>297</b>
<b>Total – Canada</b>															
<b>31 décembre 2017</b>	2 885	1 823	4 708	1 734	923	2 657	98	227	326	21	6	28	4 721	2 975	7 696
Extensions et récupération améliorée <sup>(7)</sup>	1	—	1	—	—	—	2	2	5	—	—	—	4	3	6
Révisions techniques <sup>(8)</sup>	(2)	(66)	(68)	28	(50)	(22)	42	(56)	(13)	—	—	—	68	(172)	(103)
Découvertes <sup>(9)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>(10)</sup>	73	38	112	19	10	29	—	—	—	—	—	—	92	48	140
Aliénations <sup>(11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	20	6	27	3	1	4
Facteurs économiques <sup>(12)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>(13)</sup>	(160)	—	(160)	(69)	—	(69)	(20)	—	(20)	(1)	—	(1)	(249)	—	(249)
<b>31 décembre 2018</b>	<b>2 798</b>	<b>1 796</b>	<b>4 593</b>	<b>1 712</b>	<b>883</b>	<b>2 595</b>	<b>123</b>	<b>174</b>	<b>297</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>4 632</b>	<b>2 853</b>	<b>7 485</b>

Voir les notes (1) à (13) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants concernant les volumes indiqués dans ce tableau.

**Variation des réserves brutes<sup>(1)</sup> (suite)**  
 Au 31 décembre 2018  
 (prix et coûts prévisionnels)<sup>(2)</sup>

	PBS <sup>(3)</sup>			Bitume			Pétrole brut léger et pétrole brut moyen <sup>(4)(5)</sup>			Gaz naturel classique <sup>(6)</sup>			Total		
	Prouvées	Proba-bles	Prouvées et probables	Prouvées	Proba-bles	Prouvées et probables	Prouvées	Proba-bles	Prouvées et probables	Prouvées	Proba-bles	Prouvées et probables	Prouvées	Proba-bles	Prouvées et probables
	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Gpi <sup>3</sup> (e))	(Gpi <sup>3</sup> (e))	(Gpi <sup>3</sup> (e))	(Mbep)	(Mbep)	(Mbep)
<b>Actifs au large du R.-U. et de la Norvège</b>															
<b>31 décembre 2017</b>	—	—	—	—	—	—	57	34	91	2	4	6	57	35	92
Extensions et récupération améliorée <sup>(7)</sup>	—	—	—	—	—	—	2	3	5	1	1	2	2	3	5
Révisions techniques <sup>(8)</sup>	—	—	—	—	—	—	3	(6)	(3)	1	(1)	—	3	(6)	(3)
Découvertes <sup>(9)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	—	1	—	1
Acquisitions <sup>(10)</sup>	—	—	—	—	—	—	6	5	11	12	14	26	8	7	15
Aliénations <sup>(11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques <sup>(12)</sup>	—	—	—	—	—	—	1	—	1	—	—	—	1	—	1
Production <sup>(13)</sup>	—	—	—	—	—	—	(17)	—	(17)	(2)	—	(2)	(17)	—	(17)
<b>31 décembre 2018</b>	—	—	—	—	—	—	<b>52</b>	<b>37</b>	<b>88</b>	<b>14</b>	<b>17</b>	<b>32</b>	<b>54</b>	<b>40</b>	<b>94</b>
<b>Autres – International<sup>(14)</sup></b>															
<b>31 décembre 2017</b>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée <sup>(7)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques <sup>(8)</sup>	—	—	—	—	—	—	5	—	5	—	—	—	5	—	5
Découvertes <sup>(9)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>(10)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations <sup>(11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques <sup>(12)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>(13)(14)</sup>	—	—	—	—	—	—	(5)	—	(5)	—	—	—	(5)	—	(5)
<b>31 décembre 2018</b>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total</b>															
<b>31 décembre 2017</b>	2 885	1 823	4 708	1 734	923	2 657	155	261	417	24	10	34	4 778	3 009	7 788
Extensions et récupération améliorée <sup>(7)</sup>	1	—	1	—	—	—	4	6	9	1	1	2	5	6	11
Révisions techniques <sup>(8)</sup>	(2)	(66)	(68)	28	(50)	(22)	50	(61)	(11)	1	(1)	—	77	(178)	(101)
Découvertes <sup>(9)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	—	1	—	1
Acquisitions <sup>(10)</sup>	73	38	112	19	10	29	6	5	11	12	14	26	100	55	156
Aliénations <sup>(11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	20	6	27	3	1	4
Facteurs économiques <sup>(12)</sup>	—	—	—	—	—	—	1	—	1	—	—	—	1	—	1
Production <sup>(13)</sup>	(160)	—	(160)	(69)	—	(69)	(42)	—	(42)	(3)	—	(3)	(272)	—	(272)
<b>31 décembre 2018</b>	<b>2 798</b>	<b>1 796</b>	<b>4 593</b>	<b>1 712</b>	<b>883</b>	<b>2 595</b>	<b>174</b>	<b>211</b>	<b>385</b>	<b>14</b>	<b>17</b>	<b>32</b>	<b>4 686</b>	<b>2 892</b>	<b>7 579</b>

Voir les notes (1) à (14) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants concernant les volumes indiqués dans ce tableau.

## Notes concernant les tableaux de données relatives aux réserves

au 31 décembre 2018

- (1) Les chiffres des tableaux sur les données relatives aux réserves pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.
- (2) Voir « Tableaux et notes sur les produits des activités ordinaires nets futurs » pour obtenir de plus amples renseignements concernant les prix et coûts prévisionnels.
- (3) Les réserves de PBS comprennent les volumes des ventes de diesel de la Société.
- (4) Les volumes bruts de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen pour E et P Canada comprennent les quantités négligeables de pétrole brut lourd suivantes : Prouvées développées exploitées : 15 Mb, Prouvées non développées : 46 Mb, Prouvées : 61 Mb, Probables : 39 Mb et Prouvées et probables : 100 Mb. Les volumes nets de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen pour E et P Canada comprennent les quantités négligeables de pétrole brut lourd suivantes : Prouvées développées exploitées : 14 Mb, Prouvées non développées : 45 Mb, Prouvées : 59 Mb, Probables : 30 Mb et Prouvées et probables : 90 Mb.
- (5) Les révisions techniques à l'égard du pétrole brut léger et du pétrole brut moyen pour E et P Canada comprennent les quantités de pétrole brut lourd suivantes : Prouvées : 29 Mb, Probables : (35 Mb) et Prouvées et probables : (5 Mb).
- (6) Le gaz naturel classique comprend des quantités négligeables de LGN (0,7 Mb de réserves prouvées et 1,3 Mb de réserves prouvées et probables de LGN).
- (7) Les réserves visées par les données indiquées à la ligne « Extensions et récupération améliorée » s'ajoutent aux réserves provenant du forage d'extension, du forage intercalaire et de la mise en œuvre de programmes de récupération améliorée. Les volumes négatifs, le cas échéant, pour les réserves probables résultent du transfert de réserves probables à des réserves prouvées. Les modifications en 2018 sont principalement attribuables aux travaux de forage d'E et P.
- (8) Les révisions techniques comprennent les changements apportés aux estimations antérieures qui résultent de nouvelles données techniques ou d'interprétations révisées. Les modifications en 2018 sont principalement attribuables aux nouveaux renseignements obtenus en cours d'année, notamment les résultats de forage et le rendement continu des champs et le transfert d'une partie des volumes d'E et P Canada des réserves probables aux réserves prouvées à la suite des travaux de forage en mer. Pour « Autres – International », une révision technique a été effectuée afin de compenser la production (se reporter à la note 14 ci-après).
- (9) Les réserves visées par les données indiquées à la ligne « Découvertes » s'ajoutent aux réserves dans les réservoirs à l'égard desquels aucune réserve n'avait été homologuée précédemment et résultent de la confirmation de l'existence d'une accumulation d'une grande quantité de pétrole potentiellement récupérable. Les ajouts en 2018 se rapportent au DSGE dans les actifs au large du R.-U. et de la Norvège.
- (10) Les acquisitions sont des ajouts aux estimations de réserves en raison de l'achat de participations dans des terrains pétrolifères et gazéifères. Les ajouts en 2018 dans le secteur Exploitation minière se rapportent à l'acquisition par Suncor d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude et d'une participation supplémentaire de 1,05 % dans Fort Hills. Les ajouts en 2018 dans les actifs au large du R.-U. et de la

Norvège se rapportent à l'acquisition d'une participation de 17,5 % dans le projet de développement Fenja.

- (11) Les aliénations sont des réductions des estimations de réserves en raison de la vente de la totalité ou d'une partie d'une participation dans des terrains pétrolifères et gazéifères. En 2018, la Société a aliéné ses avoirs fonciers minéraux dans le nord-est de la C.-B., y compris la production connexe.
- (12) Les facteurs économiques désignent les changements attribuables principalement aux prévisions de prix, aux taux d'inflation ou aux modifications réglementaires.
- (13) Les quantités de production peuvent inclure une production estimative pour des périodes situées près de la fin de l'exercice si les quantités de ventes réelles ne pouvaient être obtenues au moment où les évaluations des réserves ont été effectuées.
- (14) Les réserves indiquées aux lignes « Autres – International » comprennent la production en Libye en fonction de la participation directe de 50 % de la Société. La production en Libye est compensée par des révisions techniques d'un montant correspondant, étant donné que les actifs de Suncor en Libye sont classés à titre de ressources éventuelles en raison de l'agitation politique.

### Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves

Dans les tableaux présentés ci-dessus et ailleurs dans la présente notice annuelle, les définitions et autres notes qui suivent s'appliquent :

« **brut(e)** » désigne :

- a) en ce qui concerne la participation de Suncor dans la production ou les réserves, la participation directe de Suncor avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de Suncor;
- b) en ce qui concerne la participation de Suncor dans les puits, le nombre total de puits dans lesquels Suncor a une participation;
- c) en ce qui concerne la participation de Suncor dans les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels Suncor a une participation.

« **net(te)** » désigne :

- a) en ce qui concerne la participation de Suncor dans la production ou aux réserves, la participation directe de Suncor après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances de Suncor sur la production ou les réserves;
- b) en ce qui concerne la participation de Suncor dans des puits, le nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe de Suncor dans chacun de ses puits bruts;
- c) en ce qui concerne la participation de Suncor dans un terrain, la superficie totale sur laquelle Suncor a une participation, multipliée par la participation directe détenue par Suncor.

### Catégories de réserves

Les estimations des réserves sont fondées sur les définitions et les lignes directrices contenues dans le manuel de la Canadian Oil and Gas Evaluation (COGE). Le texte qui suit contient un résumé des définitions qu'il contient.

Les « réserves » sont les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir

recupérer de gisements connus, à une date donnée, en fonction des analyses des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et d'ingénierie, de l'utilisation de la technologie connue et des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables et indiquées.

Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations :

« **réserves prouvées** » désignent les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer; il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives; dans le cadre des estimations des réserves prouvées, il devrait y avoir une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux estimations.

« **réserves probables** » désignent les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées; il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives; en d'autres termes, dans le cadre des estimations des réserves prouvées et probables, il devrait y avoir une probabilité d'au moins 50 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux estimations.

On trouvera dans le manuel COGE d'autres critères s'appliquant au classement des réserves.

Les catégories de réserves prouvées et probables peuvent être subdivisées en deux, selon que les réserves sont développées ou non développées :

« **réserves développées** » désignent les réserves qu'on prévoit récupérer (i) par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la mise en

production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits) ou (ii) dans le cas d'actifs miniers, par l'entremise de matériel et d'infrastructures d'extraction actuels qui sont fonctionnels au moment de l'estimation des réserves. Les réserves développées peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.

- a) « **réserves développées exploitées** » désignent les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable;
- b) « **réserves développées inexploitées** » désignent les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.

« **réserves non développées** » désignent les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées ou probables) à laquelle elles sont attribuées.

Pour un gisement donné, il peut convenir de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories réserves développées et réserves non développées ou de subdiviser les réserves développées du gisement en réserves développées exploitées et en réserves développées inexploitées. Cette répartition doit se fonder sur l'appréciation que fait l'évaluateur des réserves qui seront récupérées des puits particuliers, sur les installations et intervalles d'achèvement pour le gisement ainsi que sur le stade où se trouvent les réserves, développement ou production.

## Tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs et notes<sup>(1)</sup>

### Valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts

au 31 décembre 2018

(prix et coûts prévisionnels)

	(en M\$, calculée au taux d'actualisation de %/an)					Valeur unitaire <sup>(2)</sup>
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	(\$/bep)
<b><i>Prouvées développées exploitées</i></b>						
Exploitation minière	50 836	36 575	25 102	18 087	13 701	9,32
In situ	8 430	7 609	6 897	6 297	5 793	26,14
E et P Canada	1 560	1 571	1 529	1 469	1 405	31,34
Total – Canada	60 826	45 755	33 528	25 854	20 899	11,15
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	1 984	1 936	1 858	1 771	1 685	42,78
<b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>	<b>62 810</b>	<b>47 691</b>	<b>35 386</b>	<b>27 624</b>	<b>22 584</b>	<b>11,60</b>
<b><i>Prouvées développées inexploitées</i></b>						
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—
E et P Canada	—	—	—	—	—	—
Total – Canada	—	—	—	—	—	—
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	28	27	26	25	24	74,33
<b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b>	<b>28</b>	<b>27</b>	<b>26</b>	<b>25</b>	<b>24</b>	<b>74,33</b>
<b><i>Prouvées non développées</i></b>						
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—
In situ	33 449	18 369	10 850	6 802	4 465	11,02
E et P Canada	3 197	2 586	2 085	1 702	1 412	35,34
Total – Canada	36 646	20 955	12 936	8 505	5 877	12,39
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	341	247	172	114	68	16,97
<b>Total des réserves prouvées non développées</b>	<b>36 987</b>	<b>21 202</b>	<b>13 108</b>	<b>8 619</b>	<b>5 945</b>	<b>12,43</b>
<b><i>Prouvées</i></b>						
Exploitation minière	50 836	36 575	25 102	18 087	13 701	9,32
In situ	41 879	25 978	17 748	13 099	10 258	14,21
E et P Canada	4 757	4 157	3 615	3 172	2 817	33,53
Total – Canada	97 472	66 711	46 464	34 358	26 776	11,47
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	2 354	2 209	2 056	1 910	1 777	38,12
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>99 826</b>	<b>68 920</b>	<b>48 520</b>	<b>36 268</b>	<b>28 553</b>	<b>11,82</b>
<b><i>Probables</i></b>						
Exploitation minière	33 292	13 583	7 153	4 479	3 135	7,58
In situ	74 178	21 661	8 602	4 511	2 900	7,13
E et P Canada	7 811	4 994	3 342	2 339	1 689	24,19
Total – Canada	115 281	40 238	19 098	11 329	7 724	8,35
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	2 333	1 922	1 589	1 332	1 133	39,96
<b>Total des réserves probables</b>	<b>117 615</b>	<b>42 160</b>	<b>20 687</b>	<b>12 660</b>	<b>8 856</b>	<b>8,89</b>
<b><i>Prouvées et probables</i></b>						
Exploitation minière	84 128	50 158	32 255	22 566	16 836	8,87
In situ	116 057	47 640	26 350	17 611	13 158	10,73
E et P Canada	12 568	9 151	6 957	5 510	4 506	28,28
Total – Canada	212 753	106 948	65 562	45 687	34 500	10,34
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	4 687	4 131	3 645	3 241	2 910	38,90
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>217 440</b>	<b>111 080</b>	<b>69 207</b>	<b>48 928</b>	<b>37 410</b>	<b>10,76</b>

Voir les notes à la fin des tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs.

**Valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts<sup>(1)</sup>**  
au 31 décembre 2018  
(prix et coûts prévisionnels)

	(en M\$, calculée au taux d'actualisation de %/an)				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b><i>Prouvées développées exploitées</i></b>					
Exploitation minière	37 129	28 239	19 613	14 244	10 876
In situ	6 306	5 718	5 193	4 744	4 365
E et P Canada	1 418	1 437	1 402	1 348	1 289
Total – Canada	44 853	35 394	26 207	20 335	16 530
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	938	964	952	924	890
<b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>	<b>45 791</b>	<b>36 358</b>	<b>27 160</b>	<b>21 259</b>	<b>17 419</b>
<b><i>Prouvées développées inexploitées</i></b>					
Exploitation minière	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—
E et P Canada	—	—	—	—	—
Total – Canada	—	—	—	—	—
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	17	16	16	15	15
<b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>15</b>
<b><i>Prouvées non développées</i></b>					
Exploitation minière	—	—	—	—	—
In situ	24 127	13 048	7 564	4 637	2 962
E et P Canada	2 462	2 003	1 609	1 305	1 073
Total – Canada	26 589	15 051	9 174	5 942	4 035
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	327	239	169	114	71
<b>Total des réserves prouvées non développées</b>	<b>26 917</b>	<b>15 289</b>	<b>9 343</b>	<b>6 056</b>	<b>4 106</b>
<b><i>Prouvées</i></b>					
Exploitation minière	37 129	28 239	19 613	14 244	10 876
In situ	30 433	18 766	12 757	9 381	7 326
E et P Canada	3 880	3 439	3 011	2 652	2 362
Total – Canada	71 442	50 445	35 381	26 277	20 564
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	1 282	1 219	1 137	1 054	976
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>72 725</b>	<b>51 664</b>	<b>36 518</b>	<b>27 331</b>	<b>21 540</b>
<b><i>Probables</i></b>					
Exploitation minière	24 441	9 838	5 079	3 129	2 164
In situ	53 964	15 660	6 243	3 310	2 151
E et P Canada	5 638	3 615	2 372	1 613	1 124
Total – Canada	84 043	29 113	13 694	8 051	5 440
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	1 222	1 078	932	807	706
<b>Total des réserves probables</b>	<b>85 265</b>	<b>30 192</b>	<b>14 626</b>	<b>8 858</b>	<b>6 145</b>
<b><i>Prouvées et probables</i></b>					
Exploitation minière	61 570	38 077	24 692	17 373	13 040
In situ	84 397	34 426	19 000	12 691	9 477
E et P Canada	9 518	7 055	5 383	4 265	3 486
Total – Canada	155 485	79 558	49 075	34 329	26 004
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	2 505	2 298	2 069	1 861	1 681
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>157 990</b>	<b>81 856</b>	<b>51 144</b>	<b>36 189</b>	<b>27 685</b>

Voir les notes à la fin des tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs.

**Total des produits des activités ordinaires nets futurs<sup>(1)</sup>**  
au 31 décembre 2018  
(prix et coûts prévisionnels)

(en M\$, non actualisés)	Produits des activités ordinaires	Redevances	Coûts opérationnels	Frais de développement	Frais d'abandon et de remise en état	Produits des activités ordinaires nets futurs avant déduction des charges d'impôts futurs	Charges d'impôts futurs	Produits des activités ordinaires nets futurs après déduction des charges d'impôts futurs
<b><i>Prouvées développées exploitées</i></b>								
Exploitation minière	266 600	29 775	132 344	33 566	20 079	50 836	13 706	37 129
In situ	20 524	2 321	7 557	1 717	499	8 430	2 124	6 306
E et P Canada	5 513	1 089	1 407	188	1 269	1 560	142	1 418
Total – Canada	292 636	33 185	141 307	35 470	21 848	60 826	15 973	44 853
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	3 871	—	1 238	76	572	1 984	1 047	938
<b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>	<b>296 507</b>	<b>33 185</b>	<b>142 545</b>	<b>35 546</b>	<b>22 420</b>	<b>62 810</b>	<b>17 020</b>	<b>45 791</b>
<b><i>Prouvées développées inexploitées</i></b>								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—
E et P Canada	—	—	—	—	—	—	—	—
Total – Canada	—	—	—	—	—	—	—	—
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	29	—	1	—	—	28	11	17
<b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b>	<b>29</b>	<b>—</b>	<b>1</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>28</b>	<b>11</b>	<b>17</b>
<b><i>Prouvées non développées</i></b>								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	100 228	17 722	30 420	17 581	1 057	33 449	9 321	24 127
E et P Canada	5 784	265	1 053	686	584	3 197	735	2 462
Total – Canada	106 012	17 987	31 473	18 266	1 640	36 646	10 057	26 589
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	911	—	171	341	58	341	14	327
<b>Total des réserves prouvées non développées</b>	<b>106 923</b>	<b>17 987</b>	<b>31 643</b>	<b>18 608</b>	<b>1 698</b>	<b>36 987</b>	<b>10 070</b>	<b>26 917</b>
<b><i>Prouvées</i></b>								
Exploitation minière	266 600	29 775	132 344	33 566	20 079	50 836	13 706	37 129
In situ	120 752	20 043	37 977	19 298	1 556	41 879	11 446	30 433
E et P Canada	11 297	1 353	2 460	873	1 853	4 757	877	3 880
Total – Canada	398 648	51 171	172 780	53 737	23 488	97 472	26 030	71 442
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	4 811	—	1 410	417	630	2 354	1 072	1 282
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>403 459</b>	<b>51 171</b>	<b>174 190</b>	<b>54 154</b>	<b>24 119</b>	<b>99 826</b>	<b>27 101</b>	<b>72 725</b>
<b><i>Probables</i></b>								
Exploitation minière	123 949	19 657	57 538	9 956	3 506	33 292	8 852	24 441
In situ	202 574	43 021	54 461	29 556	1 358	74 178	20 214	53 964
E et P Canada	18 557	3 821	4 197	1 941	787	7 811	2 173	5 638
Total – Canada	345 079	66 498	116 197	41 452	5 651	115 281	31 239	84 043
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	3 754	—	988	282	150	2 333	1 111	1 222
<b>Total des réserves probables</b>	<b>348 833</b>	<b>66 498</b>	<b>117 184</b>	<b>41 735</b>	<b>5 802</b>	<b>117 615</b>	<b>32 349</b>	<b>85 265</b>
<b><i>Prouvées et probables</i></b>								
Exploitation minière	390 549	49 432	189 882	43 521	23 585	84 128	22 558	61 570
In situ	323 325	63 063	92 438	48 854	2 914	116 057	31 659	84 397
E et P Canada	29 853	5 174	6 657	2 814	2 640	12 568	3 051	9 518
Total – Canada	743 727	117 669	288 977	95 189	29 140	212 753	57 268	155 485
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	8 565	—	2 397	699	781	4 687	2 183	2 505
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>752 292</b>	<b>117 669</b>	<b>291 374</b>	<b>95 888</b>	<b>29 920</b>	<b>217 440</b>	<b>59 451</b>	<b>157 990</b>

Voir les notes à la fin des tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs.



**Produits des activités ordinaires nets futurs par type de produit<sup>(1)</sup>**  
au 31 décembre 2018  
(prix et coûts prévisionnels)

(avant impôts, actualisés au taux annuel de 10 %)	M\$	Valeur unitaire \$/bep <sup>(2)</sup>
<b><i>Prouvées développées exploitées</i></b>		
PBS	24 155	12,01
Bitume	7 844	8,29
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen	2 620	33,69
Pétrole brut lourd	761	53,50
Gaz naturel classique <sup>(3)</sup>	6	24,12
<b>Total des réserves développées prouvées</b>	<b>35 386</b>	<b>11,60</b>
<b><i>Prouvées</i></b>		
PBS	30 190	12,25
Bitume	12 659	8,56
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen	3 168	31,67
Pétrole brut lourd	2 466	41,59
Gaz naturel classique <sup>(3)</sup>	36	15,06
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>48 520</b>	<b>11,82</b>
<b><i>Prouvées et probables</i></b>		
PBS	44 114	11,21
Bitume	14 491	6,71
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen	7 278	29,72
Pétrole brut lourd	3 221	35,97
Gaz naturel classique <sup>(3)</sup>	104	19,62
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>69 207</b>	<b>10,76</b>

(1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

(2) Les valeurs unitaires correspondent à la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant la déduction de l'impôt sur le bénéfice en trésorerie estimatif à payer, actualisé à 10 %, divisée par les réserves nettes.

(3) Le gaz naturel classique comprend les LGN connexes.

## Notes sur les produits des activités ordinaires nets futurs

### Produits des activités ordinaires nets futurs pour les terrains du secteur In situ

Les produits des activités ordinaires nets futurs pour les terrains du secteur In situ reflètent la flexibilité des activités de Suncor, qui permettent à la production provenant de ces terrains d'être soit valorisée pour devenir du PBS, soit vendue à titre de bitume non valorisé. La proportion de la production valorisée est fondée sur la capacité de valorisation disponible estimative et peut fluctuer en raison du prix de chacun des produits, de travaux d'entretien, de fluctuations de la production provenant des activités d'exploitation et d'extraction ou de modifications de la stratégie de développement générale de la Société pour les Sables pétrolifères.

Les produits des activités ordinaires nets futurs du secteur In situ présentés ci-dessus comprennent des estimations de volumes de production valorisés pour devenir du PBS et leurs prix de vente futurs estimatifs, ainsi que les coûts d'exploitation et de réinvestissement de maintien de l'usine de valorisation, en fonction d'estimations de la capacité de valorisation disponible pour le traitement des volumes du secteur In situ. Pour ce qui est du total des réserves prouvées et probables, environ 46 % à 60 % de la production de bitume de Firebag devrait être valorisée en PBS de 2019 à 2035, et 100 % par la suite. Ces hypothèses ont entraîné une augmentation de 2,7 G\$ de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (total des réserves prouvées et probables, avant impôts, à un taux d'actualisation de 10 %) attribuables à la production du secteur In situ par rapport à l'hypothèse selon laquelle aucune partie du bitume n'est valorisée.

Les produits et les charges de combustible liées au gaz naturel qui sont associés à l'électricité excédentaire produite par les installations de cogénération de Firebag sont inclus dans les produits des activités ordinaires nets futurs.

### Prix et coûts prévisionnels

Les hypothèses de prix et de coûts prévisionnels comprennent les variations des prix de vente à la tête du puits, tiennent compte de l'augmentation des coûts opérationnels et des dépenses en immobilisations futurs et supposent que les lois et les règlements actuels continueront de s'appliquer. Les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel et les autres principaux barèmes de prix de référence ainsi que les taux d'inflation et de change utilisés dans les rapports de GLJ et les rapports de Sproule ont été obtenus à l'aide des moyennes des prévisions élaborées par GLJ, Sproule et McDaniel & Associates Consultants Ltd., qui sont tous des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2019. Les prévisions qui en découlent sont présentées ci-après. Dans la mesure où il existe des prix futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels Suncor est liée par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé, ces prix ont été intégrés dans les prix prévisionnels tels qu'ils ont été appliqués aux terrains visés. Les prix de référence pour les prévisions ont été rajustés pour tenir compte des écarts de qualité et des frais de transport applicables aux zones d'évaluation et aux produits spécifiques. Les taux d'inflation utilisés dans les prévisions de coûts sont les suivants : 0,0 % en 2019 et 2,0 % en 2020 et par la suite.

## Prix ayant une incidence sur les tableaux relatifs aux réserves

Prix prévisionnels	Brent Mer du Nord <sup>(1)</sup>	WTI Cushing, Oklahoma	WCS Hardisty, Alberta <sup>(2)</sup>	Pétrole léger non corrosif Edmonton, Alberta <sup>(3)</sup>	Pentanes Plus Edmonton, Alberta <sup>(4)</sup>	AECO Gaz naturel <sup>(5)</sup>	Point d'équilibre national Mer du Nord <sup>(6)</sup>
Exercice	\$ US/b	\$ US/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/MBTU	\$ CA/MBTU
2018 <sup>(7)</sup>	71,45	64,77	49,85	69,54	79,06	1,50	7,09
2019	65,92	58,58	51,55	67,30	70,10	1,88	10,44
2020	69,47	64,60	59,58	75,84	79,21	2,31	9,94
2021	71,65	68,20	65,89	80,17	83,33	2,74	9,62
2022	73,72	71,00	68,61	83,22	86,20	3,05	9,48
2023	75,58	72,81	70,53	85,34	88,16	3,21	9,50
2024	77,39	74,59	72,34	87,33	90,20	3,31	9,55
2025	79,27	76,42	74,31	89,50	92,43	3,39	9,62
2026	81,27	78,40	76,44	91,89	94,87	3,46	9,81
2027	82,88	79,98	78,10	93,76	96,80	3,54	10,00
2028	84,54	81,59	79,81	95,68	98,79	3,62	10,14
2029	86,21	83,22	81,40	97,57	100,74	3,69	10,34
2030	87,93	84,87	83,00	99,52	102,75	3,77	10,54
2031	89,68	86,57	84,69	101,52	104,82	3,84	10,75
2032	91,49	88,30	86,37	103,55	106,92	3,91	10,97
2033	93,32	90,08	88,11	105,65	109,07	3,99	11,19
2034+	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an

- (1) Prix utilisé pour déterminer les réserves de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen extracôtières et les réserves de pétrole brut lourd pour E et P Canada et les réserves des actifs au large du R.-U. et de la Norvège.
- (2) Prix utilisé pour déterminer les réserves de bitume comprises dans les réserves des secteurs in situ et Exploitation minière ainsi que pour établir le prix du bitume aux fins du calcul des redevances.
- (3) Prix utilisé pour déterminer les réserves de PBS comprises dans les réserves In situ et Exploitation minière.
- (4) Prix utilisé pour déterminer le coût du diluant associé aux réserves de bitume comprises dans les réserves des secteurs In situ et Exploitation minière, ainsi que pour tenir compte du diluant afin de déterminer le prix du bitume aux fins du calcul des redevances. Un ratio bitume/diluant d'environ deux barils de bitume pour un baril de diluant a été utilisé pour les réserves du secteur in situ et un ratio d'environ trois barils de bitume pour un baril de diluant a été utilisé pour les réserves du secteur Exploitation minière. Prix également utilisé pour déterminer les réserves de LGN.
- (5) Prix utilisé pour déterminer les coûts du gaz naturel utilisé dans la production de PBS et les réserves de bitume.
- (6) Prix utilisé pour déterminer les réserves de gaz naturel classique comprises dans les réserves des actifs au large du R.-U. et de la Norvège.
- (7) Les prix pour 2018 reflètent les prix moyens pondérés historiques de la Société.

## Taux de change prévisionnels ayant une incidence sur les prix prévisionnels

Prévision	Taux de change \$ US/\$ CA	Taux de change \$ CA/€	Taux de change \$ CA/£
Exercice			
2019	0,757	1,507	1,668
2020	0,782	1,471	1,631
2021	0,797	1,443	1,600
2022	0,803	1,432	1,587
2023	0,807	1,426	1,581
2024+	0,808	1,423	1,577

## Communication des valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs après impôt sur le revenu

Les valeurs présentées dans le tableau « Valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts » reflètent le fardeau fiscal des actifs à l'échelle des actifs spécifiquement (pour le secteur In situ) ou pour un secteur commercial ou une personne morale (pour les secteurs Exploitation minière et E et P Canada et les actifs au large du R.-U. et de la Norvège) en fonction des catégories associées à ce secteur commercial ou à cette personne morale. La structure de société de Suncor aux fins de l'impôt sur le revenu et de la planification fiscale n'a pas été considérée, de sorte que la valeur totale aux fins l'impôt sur le revenu présentée dans le tableau du total des produits des activités ordinaires nets futurs pourrait ne pas fournir d'estimation de la valeur à l'échelle de la société, qui pourrait différer considérablement. Les états financiers consolidés audités 2018 et le rapport de gestion devraient être consultés pour obtenir plus d'information concernant l'impôt sur le revenu à l'échelle de la société.

## Autre information concernant les données relatives aux réserves

### Frais de développement futurs<sup>(1)</sup>

au 31 décembre 2018  
(prix et coûts prévisionnels)

(M\$)	2019	2020	2021	2022	2023	Reste	Total	Actualisés à 10 %
<b>Prouvées</b>								
Exploitation minière	2 247	2 260	2 089	2 030	2 156	22 784	33 566	16 725
In situ	788	633	1 162	464	802	15 449	19 298	7 825
E et P Canada	127	169	102	143	123	209	873	641
Total – Canada	3 161	3 062	3 353	2 637	3 080	38 443	53 737	25 192
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	197	106	61	6	8	39	417	392
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>3 358</b>	<b>3 168</b>	<b>3 414</b>	<b>2 643</b>	<b>3 088</b>	<b>38 482</b>	<b>54 154</b>	<b>25 583</b>
<b>Prouvées et probables</b>								
Exploitation minière	2 458	2 490	2 303	2 261	2 588	31 421	43 521	19 459
In situ	702	628	783	512	785	45 443	48 854	8 878
E et P Canada	649	568	357	306	236	697	2 814	2 076
Total – Canada	3 809	3 686	3 444	3 079	3 610	77 561	95 189	30 413
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	386	161	62	8	10	73	699	657
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>4 195</b>	<b>3 847</b>	<b>3 506</b>	<b>3 087</b>	<b>3 620</b>	<b>77 634</b>	<b>95 888</b>	<b>31 071</b>

(1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

Les frais de développement comprennent les frais associés aux réserves développées et aux réserves non développées. Les activités et frais de développement d'importance pour 2019 devraient comprendre les suivants :

- Les activités de développement du secteur Exploitation minière comprennent des dépenses en immobilisations qui devraient maintenir la capacité de production des installations existantes, notamment les infrastructures de gestion des résidus, les travaux d'entretien majeurs, les remplacements des camions et des pelles, le réapprovisionnement en catalyseurs dans les unités d'hydrotraitement des installations de valorisation, les améliorations apportées aux services publics, aux routes et à d'autres installations, ainsi que le déploiement de technologies qui devraient réduire les coûts, dont les systèmes de transport autonome.
- Pour les activités aux projets Firebag et MacKay River dans le secteur In situ, le forage de nouvelles paires de puits ainsi que la conception et la construction de nouvelles plateformes d'exploitation qui devraient maintenir les niveaux de production existants dans les années à venir.
- Pour E et P Canada, le développement du projet WWR et le forage de développement à Hibernia, à White Rose, à Terra Nova et à Hebron.
- Pour E et P International, le développement des projets Oda et Fenja en Norvège et le forage de développement à Buzzard.

Les frais de développement futurs indiqués ci-dessus sont associés aux réserves telles qu'elles ont été évaluées par GLJ et par Sproule et pourraient varier en fonction de bon nombre de facteurs, dont la conjoncture économique. La direction estime à l'heure actuelle que les flux de trésorerie générés à l'interne, les facilités de crédit existantes et futures, l'émission de papier commercial et l'accès aux marchés des capitaux suffiront à financer les frais de développement futurs. Rien ne garantit que des fonds seront disponibles ou que Suncor allouera des fonds au développement de toutes les réserves attribuées indiquées dans les rapports de GLJ

et dans les rapports de Sproule. L'omission de développer ces réserves aurait une incidence défavorable sur les flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation.

Les frais d'intérêts ou les autres coûts du financement externe ne sont pas compris dans les estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs et ils pourraient réduire les réserves et les produits des activités ordinaires nets futurs dans une certaine mesure selon les sources de financement utilisées. Suncor ne prévoit pas que les frais d'intérêts ou les autres coûts du financement rendront à eux seuls le développement du terrain non rentable.

### Frais d'abandon et de remise en état

La Société procède à un examen annuel de ses estimations des frais d'abandon et de remise en état consolidés. Les estimations sont fondées sur la méthode et la portée prévues de la restauration, conformément aux exigences légales, aux avancées technologiques et à l'utilisation future éventuelle du site.

Au 31 décembre 2018, Suncor estimait que ses frais d'abandon et de remise en état non actualisés et en dollars constants pour ses actifs d'amont s'élevaient à environ 13,0 G\$ (actualisés à un taux de 10 %, à environ 2,9 G\$), exclusion faite des passifs du secteur Raffinage et commercialisation (0,2 G\$, non actualisés et en dollars constants). Les frais d'abandon et de remise en état sont limités aux perturbations existant le 31 décembre 2018 à l'égard des actifs de Suncor, sauf Syncrude, qui fait l'objet d'une estimation selon la durée de vie des mines, dans le cadre de laquelle on suppose que la matière issue des perturbations futures sera nécessaire afin de régler l'obligation existante au 31 décembre 2018. Suncor estime qu'elle engagera 1,4 G\$ (non actualisés : 2019 – 0,5 G\$, 2020 – 0,5 G\$, 2021 – 0,4 G\$) de ses frais d'abandon et de remise en état relevés pendant les trois prochains exercices, dont plus de 75 % sont associés aux activités d'exploitation des Sables pétrolifères.

Les estimations des frais d'abandon et de remise en état comprises dans les valeurs actualisées nettes des réserves prouvées et probables de la Société comprennent les frais de remise en état du

sol perturbé par les activités d'exploitation des sables pétrolifères, les perturbations futures attribuables à l'exploitation minière, le traitement des résidus des sables pétrolifères préexistants, la mise hors service des installations de traitement des sables pétrolifères et du gaz naturel et des plateformes, des puits de réserves actuels et futurs et des puits de service connexes, des sites perturbés visés par les concessions et des perturbations futures de sites visés par les concessions. Environ 29,9 G\$ (non actualisés et en dollars courants) ont été déduits à titre de frais d'abandon et de remise en état dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs provenant des réserves prouvées et probables, y compris un montant de 26,5 G\$ relativement aux usines de valorisation des

sables pétrolifères, aux installations d'extraction, aux bassins de résidus, aux puits en sub-surface et aux installations de traitement centralisé de la Société, ce qui comprend des montants liés aux perturbations actuelles.

#### Réserves prouvées et probables brutes non développées

Les tableaux ci-après présentent les réserves prouvées et probables brutes non développées et représentent les ajouts de réserves non développées, découlant d'acquisitions, de découvertes, de forages intercalaires, d'amélioration de la récupération et/ou d'extensions pendant l'exercice au cours duquel les événements ont eu lieu pour la première fois.

#### Réserves prouvées brutes non développées<sup>(1)</sup> (Prix et coûts prévisionnels)

	2016		2017		2018	
	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2016	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2017	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2018
<b>PBS (Mb)</b>						
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—
In situ	—	576	—	575	—	548
<b>Total du PBS</b>	—	576	—	575	—	548
<b>Bitume (Mb)</b>						
Exploitation minière	—	879	40	929	—	—
In situ	—	694	—	675	—	653
<b>Total du bitume</b>	—	1 573	40	1 603	—	653
<b>Pétrole brut léger et pétrole brut moyen (Mb)</b>						
E et P Canada	1	19	1	13	1	15
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	—	—	—	—	8	8
<b>Total du pétrole brut léger et du pétrole brut moyen</b>	1	19	1	13	9	23
<b>Pétrole brut lourd (Mb)</b>						
E et P Canada	—	27	—	34	—	46
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	—	—	—	—	—	—
<b>Total du pétrole brut lourd</b>	—	27	—	34	—	46
<b>Gaz naturel classique (Gpi<sup>3</sup>(e))</b>						
E et P Canada	—	—	—	—	—	—
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège <sup>(2)</sup>	—	—	—	—	13	13
<b>Total du gaz naturel classique</b>	—	—	—	—	13	13
<b>Total (Mbep)</b>	1	2 195	41	2 226	11	1 273

(1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

(2) Comprend des quantités négligeables de LGN (moins de 0,6 Mb).

**Réserves probables brutes non développées<sup>(1)</sup>**  
(Prix et coûts prévisionnels)

	2016		2017		2018	
	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2016	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2017	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2018
<b>PBS (Mb)</b>						
Exploitation minière	285	285	—	282	26	308
In situ	—	1 118	—	1 167	—	1 114
<b>Total du PBS</b>	<b>285</b>	<b>1 403</b>	<b>—</b>	<b>1 449</b>	<b>26</b>	<b>1 423</b>
<b>Bitume (Mb)</b>						
Exploitation minière	—	577	25	581	—	—
In situ	—	347	—	275	—	330
<b>Total du bitume</b>	<b>—</b>	<b>924</b>	<b>25</b>	<b>856</b>	<b>—</b>	<b>330</b>
<b>Pétrole brut léger et pétrole brut moyen (Mb)</b>						
E et P Canada	7	79	33	104	1	95
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	10	10	2	12	8	9
<b>Total du pétrole brut léger et du pétrole brut moyen</b>	<b>17</b>	<b>89</b>	<b>34</b>	<b>116</b>	<b>9</b>	<b>104</b>
<b>Pétrole brut lourd (Mb)</b>						
E et P Canada	—	84	—	73	—	28
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	—	—	—	—	—	—
<b>Total du pétrole brut lourd</b>	<b>—</b>	<b>84</b>	<b>—</b>	<b>73</b>	<b>—</b>	<b>28</b>
<b>Gaz naturel classique (Gpi<sup>3</sup>(e))</b>						
E et P Canada	—	—	—	—	—	—
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège <sup>(2)</sup>	3	3	—	3	15	15
<b>Total du gaz naturel classique</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>—</b>	<b>3</b>	<b>15</b>	<b>15</b>
<b>Total (Mbep)</b>	<b>303</b>	<b>2 500</b>	<b>59</b>	<b>2 494</b>	<b>37</b>	<b>1 886</b>

(1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

(2) Comprend des quantités négligeables de LGN (moins de 0,7 Mb).

En règle générale, les réserves prouvées non développées et les réserves prouvées et probables non développées sont attribuées en fonction des niveaux de confiance requis associés aux réserves prouvées et aux réserves prouvées et probables, respectivement, qui découlent de l'examen de facteurs tels que les approbations réglementaires, la disponibilité de marchés et d'infrastructures, le calendrier de développement et des aspects techniques, et l'attribution de ces réserves a été faite conformément aux directives du manuel COGE. Les réserves probables sont calculées en soustrayant les réserves prouvées des réserves prouvées et probables.

Les réserves non développées du secteur In situ, qui constituent environ 94 % des réserves prouvées brutes non développées de Suncor et 77 % des réserves probables brutes non développées de Suncor, ont été attribuées à des zones de réserves qui ne sont pas classées comme réserves développées et se rapportent uniquement aux plateformes de soutien et aux paires de puits requises pour les projets actuellement exploités ou approuvés. Suncor a délimité les réserves du secteur In situ avec un grand degré de certitude au moyen de données sismiques et de travaux de carottage, conformément aux directives du manuel COGE. Dans la plupart des cas, les réserves ont été forées à une densité de 16 puits de délimitation par section (c.-à-d. avec un espacement de 40 acres), soit plus que les huit puits de délimitation par section (c.-à-d. avec un espacement de 80 acres) nécessaires pour obtenir l'approbation des organismes de réglementation. La délimitation se poursuit dans le cadre de programmes de carottage annuels afin de peaufiner les plans de développement. Des réserves prouvées non développées ont été attribuées à des zones délimitées par des puits verticaux espacés de 80 acres à l'aide d'un contrôle sismique tridimensionnel ou par des puits verticaux espacés de 40 acres sans contrôle sismique tridimensionnel, dans la mesure où elles sont situées dans

un rayon de 1,2 km des puits de production déjà forés ou dont le forage est prévu à court terme, lorsque l'approbation est en instance, ou dans un rayon de 2,4 km de puits producteurs. Les zones de réserves probables non développées se limitent aux zones délimitées par des puits verticaux espacés de 320 acres à l'aide d'un contrôle sismique ou par des puits verticaux espacés de 160 acres sans contrôle sismique. Le développement des réserves non développées du secteur In situ est un processus continu et est tributaire de la capacité de traitement et des prévisions de la production décroissante des puits existants du secteur In situ. Lorsqu'elle prévoit un déclin de la production, Suncor soumet une demande afin de développer les réserves et les puits avoisinants les zones en déclin et, une fois la demande approuvée, elle commence le développement de ces réserves et de ces puits, ce qui donne lieu au forage de paires de puits de remplacement et à la construction de plateformes de soutien et peut prendre plusieurs années. La direction a recours à des plans intégrés pour prévoir l'activité de développement future des réserves prouvées non développées et probables non développées. Ces plans détaillés harmonisent les contraintes de production, de traitement et de pipelines actuelles (qui, dans le cas des contraintes de traitement, ne permettent pas à Suncor de développer la totalité de ses réserves non développées du secteur In situ dans les deux prochaines années), les engagements en matière de dépenses en immobilisations et le développement futur pour les 10 prochaines années et ils sont mis à jour et approuvés annuellement pour tenir compte de facteurs internes et externes touchant les activités planifiées. La viabilité économique du développement de plateformes de soutien et des paires de puits connexes est vérifiée afin d'assurer que le développement continu est rentable comme l'exige l'évaluation des réserves.



Les réserves non développées du secteur Exploitation minière représentent environ 16 % des réserves probables brutes non développées de Suncor, et se rapportent à la zone d'exploitation MLX-W de Syncrude, laquelle est bien délimitée par des travaux de carottage. Une demande d'approbation a été soumise aux organismes de réglementation pour la zone d'exploitation MLX-W de Syncrude. Le développement devrait commencer dans l'année qui suit l'obtention des approbations.

Les réserves classiques non développées (pétrole brut léger et pétrole brut moyen, pétrole brut lourd et gaz naturel) représentent environ 6 % des réserves prouvées brutes non développées de Suncor et environ 7 % des réserves probables brutes non développées de Suncor et se rapportent aux actifs extracôtiers de la Société rattachés au secteur E et P Canada, principalement associés

au forage futur à Hebron, et à des blocs faillés ayant fait l'objet de peu de forages ou non forés liés aux zones dans Hibernia, White Rose et Terra Nova, et au projet de développement Fenja récemment acquis au large de la Norvège. L'attribution des réserves prouvées non développées et des réserves probables non développées tient compte, le cas échéant, des degrés de certitude respectifs associés à divers paramètres de réservoirs, principalement les zones de drainage et les facteurs de récupération. Pour le développement des réserves classiques non développées, Suncor examine la capacité des installations existantes, les plans d'affectation du capital et la disponibilité des réserves restantes. Suncor prévoit procéder au développement de la quasi-totalité des réserves prouvées non développées au cours des trois prochaines années et au développement de la totalité des réserves probables non développées au cours des cinq prochaines années.

### Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente un sommaire des terrains sans réserves attribuées au 31 décembre 2018. Pour les terrains dans lesquels Suncor détient des participations dans différentes formations sous la même superficie aux termes de concessions distinctes, la superficie a été calculée pour chaque concession.

Pays	Hectares bruts	Hectares nets
Canada	4 331 614	3 239 642
Libye	3 117 800	1 422 900
Syrie	345 194	345 194
Norvège	254 491	109 936
R.-U.	54 589	20 034
Australie (participation sous forme de redevance dérogatoire seulement)	113 027	—
<b>Total</b>	<b>8 216 715</b>	<b>5 137 706</b>

Les terrains non prouvés de Suncor comprennent des terrains d'exploration à la phase préliminaire de l'évaluation à des zones de découverte dont les droits ont été mis en veilleuse en raison des résultats des tests d'hydrocarbures, mais où le développement économique n'est pas possible actuellement ou n'a pas encore été autorisé. Certains terrains peuvent se trouver dans une phase d'évaluation relativement mûre, lorsqu'un nombre considérable de travaux de développement ont eu lieu; toutefois, des réserves ne peuvent leur être attribuées en raison d'une ou de plusieurs éventualités, par exemple une autorisation de projet ou, dans le cas de la Libye et de la Syrie, l'agitation politique. Dans plusieurs cas où les réserves ne sont pas attribuées à des terrains comprenant un ou plusieurs puits de découverte, le principal facteur limitatif est le manque d'infrastructures de production disponibles. Chaque année, dans le cadre du processus de la Société visant à examiner

la viabilité économique de ses terrains, certains terrains sont choisis à des fins de développement futur, alors que d'autres sont temporairement reportés, vendus, échangés ou délaissés en faveur du propriétaire des droits miniers. Voir la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements concernant les risques et les incertitudes.

Les droits de Suncor sur 92 076 hectares nets au Canada, 31 399 hectares nets en Norvège et 0 hectare net au R.-U. devraient expirer en 2019. Les droits qui viendront à expiration englobent environ 48 000 hectares nets dans le secteur In situ et 6 638 hectares nets dans le secteur Exploitation minière. Des parties importantes des terrains visés par l'expiration de droits pourraient voir les droits relatifs à ces terrains se maintenir après 2019 grâce à la poursuite des programmes de travaux et/ou au paiement des frais prescrits au propriétaire des droits miniers.

## Terrains et puits de pétrole et de gaz

Pour obtenir une description des terrains, des usines et des installations importants de Suncor, voir la rubrique « Description narrative des entreprises de Suncor » dans la présente notice annuelle.

Le tableau suivant présente un sommaire des puits de pétrole et de gaz de la Société au 31 décembre 2018.

	Puits de pétrole <sup>(1)</sup>				Puits de gaz naturel <sup>(1)</sup>			
	Producteurs		Non producteurs <sup>(2)(3)</sup>		Producteurs		Non producteurs <sup>(2)(3)</sup>	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta – In situ <sup>(4)</sup>	369,0	369,0	56,0	56,0	—	—	—	—
Terre-Neuve-et-Labrador <sup>(4)</sup>	76,0	18,9	9,0	2,8	—	—	—	—
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	43,0	12,4	7,0	2,1	—	—	—	—
Autres – International <sup>(5)</sup>	—	—	419,0	211,1	—	—	6,0	6,0
<b>Total</b>	<b>488,0</b>	<b>400,3</b>	<b>491,0</b>	<b>272,0</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>6,0</b>	<b>6,0</b>

- (1) Les puits de pétrole de l'Alberta et les puits de pétrole et de gaz dans la catégorie « Autres – International » sont à terre, tandis que les puits de Terre-Neuve-et-Labrador et des actifs au large du R.-U. et de la Norvège sont en mer.
- (2) Les puits non producteurs comprennent notamment les puits pour lesquels il n'existe pas de plan d'abandon à court terme, les puits dont le forage est terminé mais qui ne sont pas achevés, les puits nécessitant des travaux d'entretien ou de reconditionnement dont la date de reprise de la production n'est pas connue et les puits qui ont été fermés et dont la date de reprise de la production n'est pas connue avec une certitude raisonnable.
- (3) Les puits non producteurs ne mènent pas nécessairement à un classement à titre de réserves inexploitées.
- (4) Les paires de puits utilisant le procédé de DGMV et les puits multilatéraux sont comptabilisées comme s'il s'agissait d'un seul puits.
- (5) La catégorie « Autres – International » comprend les puits associés aux activités de la Société en Syrie et en Libye. Aucune réserve n'est associée aux puits en Syrie ni en Libye.

Il n'y a aucun puits producteur associé aux terrains du secteur Exploitation minière. Suncor n'a aucune réserve prouvée développée inexploitée ni aucune réserve probable développée inexploitée dans ses réserves pour le secteur Exploitation minière.

Pour les terrains du secteur In situ, des réserves prouvées inexploitées et des réserves probables inexploitées, le cas échéant,

sont associées à des paires de puits utilisant le procédé de DGMV qui ont généralement été forés au cours des trois dernières années et dont la mise en production requiert encore des capitaux et des raccordements aux installations. Étant donné que ces capitaux sont relativement réduits par rapport aux coûts de forage, de complétion et de raccordement aux installations, les réserves connexes sont considérées comme développées.

## Frais engagés

Le tableau suivant résume les frais engagés de la Société en ce qui concerne ses activités pétrolières et gazières pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

(M\$)	Frais d'exploration	Coûts d'acquisition des terrains prouvés	Coûts d'acquisition des terrains non prouvés	Frais de développement	Total
Canada – Exploitation minière et In situ	73	1 143	—	3 398	4 614
Canada – E et P Canada	18	—	—	591	609
<b>Total – Canada</b>	<b>91</b>	<b>1 143</b>	<b>—</b>	<b>3 989</b>	<b>5 223</b>
Actifs au large du R.-U. et de la Norvège	153	82	32	209	476
Autres – International	8	—	—	—	8
<b>Total</b>	<b>252</b>	<b>1 225</b>	<b>32</b>	<b>4 198</b>	<b>5 707</b>

## Activités d'exploration et de développement

Le tableau suivant présente les puits d'exploration et de développement, bruts et nets, que la Société a achevés au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Nombre total de puits achevés	Puits d'exploration <sup>(1)</sup>		Puits de développement	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
<b>Canada – Sables pétrolifères</b>				
Pétrole	—	—	16,0	16,0
Puits de service <sup>(2)</sup>	1,0	1,0	22,0	22,0
Essai stratigraphique <sup>(3)</sup>	46,0	43,8	490,0	351,7
<b>Total</b>	<b>47,0</b>	<b>44,8</b>	<b>528,0</b>	<b>389,7</b>
<b>Canada – E et P Canada</b>				
Pétrole	—	—	8,0	1,8
Puits sec	—	—	1,0	0,4
Gaz naturel	—	—	—	—
Puits de service <sup>(2)</sup>	—	—	3,0	0,6
Essai stratigraphique	—	—	—	—
<b>Total</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>12,0</b>	<b>2,8</b>
<b>Total – Canada</b>				
Pétrole	—	—	24,0	17,8
Puits sec	—	—	1,0	0,4
Gaz naturel	—	—	—	—
Puits de service <sup>(2)</sup>	1,0	1,0	25,0	22,6
Essai stratigraphique	46,0	43,8	490,0	351,7
<b>Total</b>	<b>47,0</b>	<b>44,8</b>	<b>540,0</b>	<b>392,5</b>
<b>Actifs au large du R.-U. et de la Norvège</b>				
Pétrole	—	—	3,0	0,9
Puits sec	1,0	0,3	—	—
Puits de service <sup>(2)</sup>	—	—	1,0	0,3
Essai stratigraphique	—	—	—	—
<b>Total</b>	<b>1,0</b>	<b>0,3</b>	<b>4,0</b>	<b>1,2</b>

(1) Les puits d'exploration pour les Sables pétrolifères comprennent les activités relatives aux projets pilotes qui testent de nouvelles technologies.

(2) Les puits de service pour les Sables pétrolifères comprennent le puits d'injection qui compose la paire de puits utilisant le procédé de DGMV et les puits d'observation et de refoulement. Les puits de service pour E et P Canada comprennent des puits d'injection d'eau et d'injection de gaz, des puits de refoulement et des puits de réinjection de déblais.

(3) Les puits d'essai stratigraphique pour les Sables pétrolifères comprennent les puits de carottage.

Les activités d'exploration et de développement d'importance menées en 2018 ont compris ce qui suit :

- Pour le secteur Exploitation minière, les activités de développement de base des sables pétrolifères ont compris une révision et des travaux d'entretien majeurs à l'usine de valorisation 1, la construction d'installations de gestion des fluides et le maintien en fonction des services publics. À Fort Hills, les activités de développement ont été axées sur l'achèvement des travaux de construction restants aux installations d'extraction secondaire. Les autres activités de développement à Fort Hills ont compris l'acquisition d'équipement mobile et l'avancement des infrastructures de gestion des résidus. À Syncrude, les activités de développement ont compris une révision et des projets de fiabilité.
- Pour le secteur In situ, de nouvelles paires de puits et de nouveaux puits intercalaires ont été forés aux projets Firebag et MacKay River, ce qui devrait aider à maintenir les niveaux de

production dans les années à venir et assurer la croissance future. De plus, des programmes de forage de puits d'essai stratigraphique ont été mis en œuvre.

- Pour le secteur E et P Canada, la Société a réalisé des travaux de forage à Hebron, des travaux de forage de développement à White Rose, à Hibernia et à Terra Nova, ainsi que des travaux de développement au projet WWR.
- Pour le secteur E et P International, la Société a réalisé des travaux de forage de développement pour le DSGE, ainsi que des travaux de développement à Buzzard et aux projets Oda et Fenja en Norvège.

Pour obtenir des renseignements sur les activités importantes d'exploration et de développement qui devraient avoir lieu en 2019 et par la suite, voir les rubriques « Description narrative des entreprises de Suncor » et « Autre information concernant les données relatives aux réserves – Frais de développement futurs » de la présente notice annuelle.

Production antérieure<sup>(1)</sup>

2018	T1	T2	T3	T4	Fin d'exercice
<b>Canada – Sables pétrolifères</b>					
Production totale (kb/j)	571,7	547,6	651,7	740,8	628,6
Bitume provenant du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	125,4	121,0	146,0	159,3	138,0
(\$/b)					
Prix moyen reçu <sup>(2)</sup>	27,57	42,84	36,62	2,43	24,70
Redevances	(0,90)	(3,27)	(3,20)	(0,06)	(1,70)
Coûts de production	(8,75)	(7,37)	(7,01)	(7,61)	(7,68)
<b>Rentrées nettes<sup>(4)</sup></b>	17,92	32,20	26,41	(5,24)	15,32
<b>PBS et diesel provenant du secteur Sables pétrolifères (kb/j)</b>					
	279,4	237,9	330,1	273,4	280,3
(\$/b)					
Prix moyen reçu <sup>(2)</sup>	70,51	80,00	82,95	42,44	68,97
Redevances	(0,56)	(2,60)	(2,70)	(0,91)	(1,63)
Frais de production	(31,38)	(35,65)	(25,52)	(30,21)	(30,36)
<b>Rentrées nettes<sup>(4)</sup></b>	38,57	41,75	54,73	11,32	36,98
Bitume provenant de Fort Hills (kb/j)	24,6	70,9	69,4	98,5	66,1
(\$/b)					
Prix moyen reçu <sup>(2)</sup>	32,48	51,86	53,43	20,26	38,47
Redevances	(1,54)	(0,73)	(3,07)	(1,41)	(1,67)
Frais de production	(106,07)	(22,73)	(30,69)	(28,79)	(30,32)
<b>Rentrées nettes<sup>(4)</sup></b>	(75,13)	28,40	19,67	(9,94)	6,48
BPS provenant de Syncrude (kb/j)	142,3	117,8	106,2	209,6	144,2
(\$/b)					
Prix moyen reçu <sup>(2)</sup>	76,85	86,16	88,80	47,71	70,19
Redevances	(1,57)	(2,41)	(2,49)	(1,53)	(1,90)
Frais de production	(45,30)	(52,27)	(62,61)	(28,33)	(43,81)
<b>Rentrées nettes<sup>(4)</sup></b>	29,98	31,48	23,70	17,85	24,48
<b>Canada – Pétrole brut léger et pétrole brut moyen</b>					
Production totale (kb/j)	58,5	58,6	48,9	47,9	53,4
(\$/b)					
Prix moyen reçu <sup>(2)</sup>	82,79	95,06	97,22	73,48	87,82
Redevances	(14,34)	(13,02)	(18,75)	(5,04)	(13,31)
Frais de production	(9,70)	(11,21)	(16,06)	(23,71)	(14,43)
<b>Rentrées nettes<sup>(4)</sup></b>	58,75	70,83	62,41	44,73	60,08
<b>Pétrole brut léger et pétrole brut moyen provenant des actifs au large du R.-U. et de la Norvège<sup>(3)</sup></b>					
Production totale (kbep/j)	54,7	52,0	41,6	38,4	46,6
(\$/bep)					
Prix moyen reçu <sup>(2)</sup>	81,08	91,68	92,06	83,17	86,92
Redevances	—	—	—	—	—
Frais de production	(5,36)	(5,39)	(6,04)	(8,94)	(6,27)
<b>Rentrées nettes<sup>(4)</sup></b>	75,72	86,29	86,02	74,23	80,65

(1) La production et les chargements en Libye ont été intermittents en 2018 et ne sont pas significatifs pour Suncor; par conséquent, ils n'ont pas été inclus.

(2) Les coûts de transport sont déduits du prix moyen reçu, et non les redevances.

(3) Les volumes comprennent la production des champs pour des quantités négligeables de gaz associé et de LGN.

(4) Les rentrées nettes sont une mesure financière hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs et les mesures financières hors PCGR » de la présente notice annuelle.

Le tableau suivant présente les volumes de production<sup>(1)</sup> en fonction des participations directes, avant les redevances, pour chacun des champs importants de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

	PBS kb/j	Bitume kb/j	Pétrole léger et moyen kbep/j
Exploitation minière – Suncor	201,1	—	—
Exploitation minière – Syncrude	144,2	—	—
Exploitation minière – Fort Hills	—	66,1	—
Firebag	79,2	102,0	—
MacKay River	—	36,0	—
Buzzard	—	—	34,2
DSGE	—	—	12,4
Hibernia	—	—	22,1
White Rose	—	—	6,6
Terra Nova	—	—	11,7
Hebron	—	—	13,0
<b>Total</b>	<b>424,5</b>	<b>204,1</b>	<b>100,0</b>

(1) Les volumes indiqués sont les volumes réels et peuvent différer des volumes estimatifs indiqués dans le tableau intitulé « Variation des réserves brutes ».

### Production estimative

Le tableau suivant présente la production estimative pour 2019 incluse dans les estimations des réserves prouvées et des réserves probables au 31 décembre 2018.

	PBS (kb/j) <sup>(1)</sup>		Bitume (kb/j) <sup>(1)(2)</sup>		Pétrole brut léger et moyen (kb/j) <sup>(1)</sup>		Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> (e)/j) <sup>(1)(3)</sup>		Total (kbep/j) <sup>(1)</sup>	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
<b>Canada</b>										
Prouvées	445	430	212	203	49	39	—	—	707	672
Probables	33	32	(14)	(15)	11	10	—	—	29	27
Prouvées et probables	478	462	198	188	60	49	—	—	736	699
<b>Actifs au large du R.-U. et de la Norvège</b>										
Prouvées	—	—	—	—	35	35	3	3	36	36
Probables	—	—	—	—	13	13	4	4	14	14
Prouvées et probables	—	—	—	—	48	48	7	7	49	49
<b>Total<sup>(1)(5)</sup></b>										
Prouvées	445	430	212	203	84	74	3	3	742	708
Probables	33	32	(14)	(15)	24	23	4	4	43	41
Prouvées et probables	478	462	198	188	108	97	7	7	785	749

(1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

(2) La production de bitume estimative négative dans la catégorie des réserves probables résulte de la méthode utilisée pour estimer les réserves probables et de la méthode au moyen de laquelle les réductions de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta ont été intégrées dans les catégories de réserves prouvées et probables et de réserves prouvées, respectivement.

(3) Le gaz naturel classique comprend des quantités négligeables de LGN.



Les terrains suivants représentent chacun environ 20 % ou plus de la production estimative totale pour 2019.

#### Réserves prouvées

- Millennium et North Steepbank : 223 kb/j de PBS, ce qui représente environ 30 % de la production estimative totale pour 2019.
- Firebag : 178 kb/j de PBS et de bitume (79 kb/j et 99 kb/j, respectivement), ce qui représente environ 24 % de la production estimative totale pour 2019.
- Syncrude : 142 kb/j de PBS, ce qui représente environ 19 % de la production estimative totale pour 2019.

#### Réserves prouvées et probables

- Millennium et North Steepbank : 236 kb/j de PBS, ce qui représente environ 30 % de la production estimative totale pour 2019.

- Firebag : 161 kb/j de PBS et de bitume (83 kb/j et 78 kb/j, respectivement), ce qui représente environ 21 % de la production estimative totale pour 2019.
- Syncrude : 158 kb/j de PBS, ce qui représente environ 20 % de la production estimative totale pour 2019.

La production de pétrole brut léger et moyen de la Société associée à son secteur E et P Canada et celle associée à ses actifs au large du R.-U. et de la Norvège de la Société ne représentent ni l'une ni l'autre plus de 20 % de la production estimative totale pour 2019.

#### Engagements de travail

Il est courant que les gouvernements exigent des sociétés qu'elles donnent des engagements de travail en échange du droit de procéder à l'exploration et au développement d'hydrocarbures, en particulier dans des régions inexplorées ou peu explorées dans le monde. Le tableau suivant présente les valeurs estimatives des engagements de travail que Suncor a pris à l'égard des terrains sur lesquels elle détenait des droits au 31 décembre 2018. Ces engagements s'étendent jusqu'en 2021 et au-delà et visent principalement des programmes de forage sismique et le forage de puits d'exploration.

Pays/région (M\$)	2019	2020	2021+	Total
Canada	—	—	—	—
Autres – International	—	—	490	490

#### Contrats à livrer

Suncor peut avoir recours à des instruments dérivés pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des produits de base; toutefois, Suncor n'a pas considéré d'opérations sur instruments dérivés comme importantes en 2018. L'utilisation de ces instruments par Suncor est décrite dans les états financiers consolidés audités 2018 et dans le rapport de gestion connexe pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

#### Horizon fiscal

En 2018, Suncor a été assujettie à un impôt au comptant dans la majorité des territoires où elle a généré un bénéfice, y compris le bénéfice tiré de sa production du Canada, des actifs au large du R.-U. et de la Norvège et de la catégorie « Autres – International ». Selon les bénéfices nets futurs projetés, Suncor devrait être assujettie à un impôt au comptant sur la majeure partie de son bénéfice en 2019.

## SITUATION DANS L'INDUSTRIE

L'industrie pétrolière et gazière est assujettie à de nombreux contrôles et règlements régissant son exploitation. Ces règlements sont imposés par les lois adoptées par divers ordres de gouvernement et, quant à l'exportation et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel, par des conventions conclues entre les gouvernements du Canada, de l'Ontario, du Québec, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi que les gouvernements des États-Unis et d'autres territoires étrangers dans lesquels Suncor exerce des activités, que les investisseurs dans l'industrie pétrolière et gazière devraient évaluer soigneusement. Les dispositions législatives actuelles sont du domaine public. Tous les gouvernements ont la faculté de modifier les lois, et la Société n'est pas en mesure de prévoir quelles autres dispositions ou modifications législatives pourraient être adoptées. Suncor pourrait participer aux consultations gouvernementales concernant les modifications législatives proposées afin de s'assurer que ses intérêts sont reconnus. La description qui suit présente certaines des principales lois et conventions et certains des principaux règlements qui régissent les activités de Suncor.

### Établissement des prix, commercialisation et exportation du pétrole brut

Les producteurs de pétrole ont le droit de négocier des contrats d'achat et de vente directement avec les acheteurs. La plupart des contrats sont liés aux prix mondiaux du pétrole. Au Canada, les exportateurs de pétrole ont également le droit de conclure des contrats d'exportation. Si la durée d'un contrat d'exportation dépasse une année pour le pétrole brut léger et moyen ou dépasse deux années pour le pétrole brut lourd (dans un cas comme dans l'autre, jusqu'à un maximum de 25 ans), l'exportateur est tenu d'obtenir un permis d'exportation de l'Office national de l'énergie (ONÉ). Si la durée d'un contrat d'exportation ne dépasse pas une année pour le pétrole brut léger ou ne dépasse pas deux années pour le pétrole brut lourd, l'exportateur est tenu d'obtenir auprès de l'ONÉ une ordonnance approuvant cette exportation.

En février 2018, le gouvernement fédéral a publié 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* (le « projet de loi C-69 »), qui propose notamment de modifier le régime de l'ONÉ. Les modifications proposées dans le projet de loi C-69, dans la mesure où elles sont adoptées, ne modifient pas de façon importante les exigences actuelles concernant les exportations de pétrole. Toutefois, à l'heure actuelle, on ne sait pas si le gouvernement fédéral publiera de nouveaux règlements ou des règlements modifiés qui pourraient avoir une incidence sur le régime d'exportation de pétrole actuellement en place ni, le cas échéant, à quel moment il le fera.

En vertu de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA), le Canada est libre d'établir s'il y a lieu d'autoriser l'exportation de ressources énergétiques aux États-Unis ou au Mexique, sous réserve de certaines conditions, pourvu que les restrictions à l'exportation n'aient pas pour effet (i) de réduire la proportion des ressources énergétiques exportées par rapport à l'offre totale de biens de la partie qui impose la restriction comparativement à la proportion ayant existé au cours de la période de 36 mois précédente, (ii) d'imposer un prix à l'exportation supérieur au prix intérieur (sous réserve d'une exception à ce qui a trait à certaines mesures qui limitent uniquement le volume des exportations) et (iii) de perturber les réseaux d'approvisionnement habituels. Il est interdit aux trois pays signataires d'imposer un prix à l'exportation ou à l'importation minimal ou maximal.

L'ALÉNA exige que les organismes de réglementation de l'énergie assurent l'application ordonnée et équitable des changements d'ordre réglementaire et veillent à ce que cette application ne cause qu'une perturbation minimale des ententes contractuelles et n'entraîne aucune ingérence induite dans les arrangements conclus en matière de prix, de commercialisation et de distribution, ce qui, dans tous les cas, est important pour les exportations de pétrole et de gaz naturel canadiens.

En novembre 2018, le Canada, les États-Unis et le Mexique ont signé le *l'Accord Canada-États-Unis-Mexique* (ACEUM) dans le but de remplacer l'ALÉNA. En vertu de l'ACEUM, le Canada ne sera plus assujéti aux dispositions de proportionnalité qui figurent dans le chapitre relatif à l'énergie de l'ALÉNA, ce qui devrait lui permettre d'étendre ses exportations pétrolières et gazières au-delà des États-Unis. En outre, l'ACEUM comprend une modification des règles d'origine applicables au pétrole et au gaz qui permettra aux exportateurs canadiens de se qualifier plus facilement pour le régime d'admission en franchise à l'égard des expéditions aux États-Unis. Le Canada doit toutefois aviser les États-Unis de son intention d'entamer des pourparlers de libre-échange avec des économies non marchandes (*non-market economies*) en vertu de l'ACEUM, ce qui pourrait inclure la Chine ou d'autres importateurs éventuels de pétrole et de gaz canadiens. Les législateurs de chacun des trois pays doivent ratifier l'ACEUM selon les processus législatifs qui leur sont propres avant que celui-ci n'entre en vigueur et ne remplace l'ALÉNA. Le processus de ratification dans chacun de ces pays n'est pas encore achevé et son issue est donc incertaine; toutefois, il est actuellement prévu que l'ACEUM entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Sur le plan international, les prix du pétrole brut et du gaz naturel varient en réaction aux fluctuations de l'offre et de la demande de pétrole brut et de gaz naturel, à l'incertitude sur les marchés et à divers autres facteurs indépendants de la volonté de Suncor. Ces facteurs comprennent notamment les mesures prises par l'OPEP et par d'autres grands pays producteurs de pétrole et de gaz naturel, la conjoncture économique mondiale, la réglementation gouvernementale, les faits nouveaux sur le plan politique, l'approvisionnement en pétrole étranger, le prix des importations étrangères, la disponibilité d'autres sources de carburant et les conditions météorologiques.

### Redevances, mesures incitatives et impôt sur le revenu

#### Canada

Le régime de redevances influe considérablement sur la rentabilité de la production de PBS, de bitume, de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel. Les redevances sur la production tirée de terrains n'appartenant pas à la Couronne sont fixées par voie de négociation entre le propriétaire minier et le locataire. Les redevances à la Couronne sont fixées par règlement gouvernemental ou la conclusion d'une entente avec des gouvernements, dans certains cas; elles sont susceptibles d'être modifiées en raison de nombreux facteurs, notamment d'ordre politique, et correspondent habituellement à un pourcentage des produits tirés de la valeur de la production brute. Le taux de redevance repose généralement en partie sur des prix de référence prescrits, la productivité des puits, l'emplacement géographique, la date à laquelle le champ a été découvert, la méthode de récupération, la profondeur des puits et le type ou la qualité du produit pétrolier produit. D'autres redevances et droits pouvant être assimilés à des redevances sont à l'occasion déduits de la participation directe du propriétaire dans le cadre d'opérations privées. On les appelle souvent redevances dérogatoires,

redevances dérogatoires brutes, participations au revenu net ou intérêts passifs nets.

Pour obtenir une description des redevances en Alberta et à Terre-Neuve-et-Labrador, on se reportera à la rubrique « Description narrative des entreprises de Suncor » de la présente notice annuelle.

Le taux de l'impôt fédéral canadien des sociétés prélevé sur le bénéfice imposable pour 2018 s'établissait à 15 % pour le bénéfice provenant d'une entreprise exploitée activement, y compris un bénéfice provenant de ressources. Le taux de l'impôt provincial moyen de Suncor en 2018 était de 12,04 %.

Le 21 novembre 2018, le gouvernement fédéral du Canada a publié l'*Énoncé économique de l'automne 2018* (l'« Énoncé »). L'Énoncé comprenait l'annonce de modifications importantes des taux d'amortissement aux fins de l'impôt canadien pour les biens en capital. Les nouveaux taux d'amortissement aux fins de l'impôt n'étaient pas pratiquement en vigueur avant le 31 décembre 2018, et s'appliquent uniquement aux dépenses en capital engagées et disponibles pour utilisation après le 20 novembre 2018. Les nouveaux taux d'amortissement aux fins de l'impôt seront éliminés progressivement à compter de 2024, et éliminés complètement d'ici la fin de 2027. Ces modifications devraient réduire les obligations fiscales en espèces de Suncor en 2019.

### Autres territoires

Les activités aux États-Unis sont soumises au taux d'imposition fédéral américain de 21 %, et le taux d'imposition effectif des États est d'environ 2,5 %, de sorte que le taux d'imposition américain total s'établit à environ 23,5 %.

Les activités au R.-U. sont soumises à un taux d'imposition de 40 %, comprenant le taux de l'impôt sur le revenu des sociétés et la charge supplémentaire. En Norvège, les activités sont soumises à un taux d'imposition de 78 %.

Les sommes présentées dans les états financiers consolidés audités 2018 de Suncor comme des redevances au titre de la production tirée des activités de la Société en Libye sont déterminées aux termes du CEPP. Les sommes calculées reflètent la différence entre la participation directe de Suncor dans le projet donné et les produits nets attribuables à Suncor aux termes des CEPP respectifs. Toutes les participations du gouvernement dans ces activités, à l'exception des impôts sur le revenu, sont présentées sous forme de redevances.

### Régime foncier

Au Canada, le pétrole brut et le gaz naturel se trouvant dans l'Ouest canadien appartiennent surtout au gouvernement respectif de ces provinces. Ces derniers accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de baux, de licences et de permis d'une durée variable, selon les conditions énoncées dans les lois provinciales, notamment l'obligation d'effectuer certains travaux ou de faire certains paiements. Le pétrole et le gaz naturel se trouvant dans l'Ouest canadien peuvent aussi appartenir au secteur privé, et les droits d'exploration et de production de ces ressources pétrolières et gazières sont accordés aux termes de baux privés selon des modalités négociées avec le détenteur des droits miniers. Dans les provinces du centre et de l'est et les zones extracôtières du Canada, les droits miniers appartiennent principalement au gouvernement fédéral canadien, qui accorde les droits de tenure sous forme de licences d'exploration, de découverte importante et de production, directement ou par l'entremise d'ententes de compétence partagée avec les autorités provinciales ou territoriales compétentes.

Dans de nombreux autres territoires étrangers, le pétrole brut et le gaz naturel appartiennent généralement aux gouvernements nationaux, qui accordent des droits sous forme de licences et de

permis d'exploration, de licences de production, de CPP et d'autres formes similaires de tenure. Dans tous les cas, les droits d'exploration, de développement et de production du pétrole brut et du gaz naturel de Suncor sont soumis au respect continu des exigences réglementaires établies par le pays pertinent.

### Réglementation environnementale

La Société est soumise à une réglementation environnementale en vertu de diverses lois du Canada, des États-Unis et du R.-U. ainsi que d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux. Ces régimes réglementaires environnementaux imposent notamment des restrictions et des interdictions visant le déversement, le rejet ou l'émission de diverses substances, y compris le pétrole et le gaz et les sous-produits associés à leur production, qui s'appliquent à Suncor et à toutes les autres sociétés du secteur de l'énergie. Les régimes réglementaires applicables exigent que Suncor obtienne des permis et des licences d'exploitation et impose certaines normes et mesures de contrôle sur les activités relatives à l'extraction, à l'exploration, au développement et à la production de pétrole et de gaz ainsi qu'au raffinage, à la distribution et à la commercialisation des produits pétroliers et pétrochimiques. Il est généralement nécessaire de faire des évaluations environnementales et d'obtenir des autorisations des autorités de réglementation avant d'entreprendre la plupart des nouveaux grands projets ou des changements importants aux exploitations actuelles. En outre, ces régimes réglementaires environnementaux exigent que la Société abandonne et remette en état à la satisfaction des autorités de réglementation l'emplacement des mines, des puits et des installations. Dans certains cas, les obligations d'abandon et de remise en état peuvent demeurer la responsabilité de la Société même après le dessaisissement d'un actif en faveur d'un tiers. La conformité à ces lois peut nécessiter des dépenses importantes et la violation de ces exigences peut entraîner la suspension ou la révocation des permis et autorisations nécessaires, une responsabilité civile quant aux dommages dus à la pollution et/ou l'imposition d'amendes ou de sanctions rigoureuses.

Outre les exigences précises mentionnées ci-dessus, Suncor prévoit que d'autres modifications de la législation environnementale entraîneront l'imposition de nouvelles exigences aux sociétés évoluant dans le secteur de l'énergie.

Un certain nombre de lois, de règlements et de cadres de gouvernance relatifs à la réglementation gouvernementale sont actuellement en développement et, dans certains cas, des modifications proposées ont été publiées par les organismes de réglementation provinciaux du Canada qui supervisent le développement des sables pétroliers pour obtenir les commentaires du secteur. Ils se rapportent entre autres à la gestion des résidus, à l'utilisation de l'eau, à la biodiversité, aux émissions atmosphériques et à l'utilisation des terrains. La Société est déterminée à travailler avec les organismes de réglementation appropriés dans le cadre de leur élaboration de nouvelles politiques et à se conformer entièrement à l'ensemble des lois, règlements et cadres existants et nouveaux qui s'appliqueront aux activités de la Société.

De façon générale, l'incidence des lois et des règlements actuels et futurs en matière d'environnement sur l'entreprise et les activités de la Société, notamment ceux concernant les changements climatiques, demeure incertaine. Il est impossible de prévoir la nature des exigences législatives futures, y compris celles actuellement prévues dans le projet de loi C-69, ou l'incidence que les exigences futures auront sur la Société ainsi que sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de celle-ci. Suncor continue de travailler activement afin d'atténuer son impact sur l'environnement, notamment en prenant des mesures afin de réduire l'intensité des émissions de GES, en installant du nouveau matériel de réduction des émissions, en investissant dans les formes d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne et les biocarburants, en effectuant les activités de remise en état des

terrains, en investissant dans la recherche et développement axés sur l'environnement et en travaillant pour faire progresser d'autres technologies environnementales. On se reportera à la rubrique « Description narrative des entreprises de Suncor – Sables pétrolifères – Nouvelles technologies » de la présente notice annuelle.

Les nouveautés récentes en matière de réglementation environnementale et les initiatives gouvernementales connexes ont eu une incidence sur de nombreux aspects importants pour les activités de Suncor, dont certains sont résumés dans les sous-rubriques qui suivent.

### Changements climatiques

Suncor exerce ses activités dans de nombreux territoires qui réglementent les émissions industrielles de GES ou se proposent de le faire. Suncor est déterminée à se conformer intégralement aux règlements existants et continuera de participer de façon constructive avec les organismes gouvernementaux compétents à un dialogue constructif en vue d'harmoniser la réglementation axée sur l'atteinte des cibles de réduction réelles et le développement durable des ressources dans les divers territoires nord-américains.

Dans le cadre de sa planification continue des activités, Suncor estime les coûts futurs liés aux émissions de CO<sub>2</sub> dans ses activités et l'évaluation de projets futurs, en fonction des perspectives de la Société à l'égard du prix du carbone en vertu des règlements actuels et à venir en matière de GES, en utilisant des coûts de base de 30 \$ la tonne de CO<sub>2e</sub> qui augmentent de façon constante jusqu'à environ 100 \$ la tonne de CO<sub>2e</sub> en 2040, appliqués à différents choix de conception des politiques. La Société s'attend à ce que la réglementation en matière d'émissions de GES continue d'évoluer avec un signal de prix pour le carbone qui vise à atteindre un équilibre entre les objectifs économiques, environnementaux et en matière de sécurité énergétique. Suncor continuera à examiner l'incidence des scénarios de réductions futures des émissions de carbone sur sa stratégie d'entreprise.

Certains des initiatives et règlements environnementaux récents se rapportant aux changements climatiques et aux émissions de GES sont décrits ci-dessous.

#### Accords internationaux relatifs aux changements climatiques

Les objectifs de l'Accord de Paris sur les changements climatiques, lequel fait partie de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques qui est entrée en vigueur le 4 novembre 2016, sont d'empêcher la hausse mondiale des températures de dépasser 2 degrés Celsius au-dessus des niveaux préindustriels et de déployer des efforts visant à limiter la hausse des températures à 1,5 degré Celsius au-dessus des niveaux préindustriels. Conformément à l'Accord de Paris, le gouvernement du Canada a fixé l'objectif de réduire d'ici 2030 les émissions de GES dans tous les secteurs de l'économie de 30 % par rapport aux niveaux de 2005.

#### Réglementation fédérale canadienne sur les GES

Afin de donner suite à ses engagements en vertu de l'Accord de Paris, le gouvernement fédéral a élaboré le *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques* (le « CP ») en 2016 afin d'atteindre la cible d'émissions du Canada tout en permettant la croissance économique.

En vertu du CP, le gouvernement fédéral exige de l'ensemble des provinces et des territoires qu'ils se dotent d'un prix du carbone, fixé d'abord à 20 \$ la tonne en 2019 et augmentant de 10 \$ par année jusqu'à atteindre 50 \$ la tonne en 2022. Les administrations peuvent mettre en œuvre : (i) un régime de prix explicite (comme la taxe sur le carbone adoptée par la Colombie-Britannique ou la redevance sur le carbone et le régime d'émissions fondé sur le rendement adopté en Alberta), ou (ii) un régime de plafonnement et d'échange (adopté au Québec). Dans le cadre de ces programmes, les provinces ont la latitude voulue pour gérer le caractère concurrentiel de leurs secteurs exposés au commerce. Les

initiatives en matière de prix du carbone adoptées en Colombie-Britannique, en Alberta, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador ainsi que leur incidence sur Suncor sont décrites à la rubrique « Réglementation provinciale canadienne sur les GES » ci-dessous.

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre fédérale* de 2018 (la « Loi sur la tarification de la pollution ») fixe le prix du carbone fédéral relatif aux émissions de GES, applicable dès janvier 2019. La Loi sur la tarification de la pollution renforce l'approche adoptée dans le CP et ne vise qu'à servir de « filet de sécurité » réglementaire en matière de tarification du carbone pour les provinces ou territoires qui en font la demande, ou les provinces ou territoires qui n'ont pas autrement mis en œuvre un régime de tarification du carbone provincial ou territorial conforme. La Loi sur la tarification de la pollution se compose de deux parties : 1) une redevance sur les combustibles fossiles; et 2) un système de tarification fondé sur le rendement.

Outre le « filet de sécurité » en matière de tarification du carbone, le gouvernement fédéral élabore actuellement une norme sur les carburants propres visant à atteindre des réductions annuelles de 30 MT d'émissions de GES d'ici 2030. Si elle est mise en œuvre, la norme exigerait une réduction de l'intensité carbone des carburants fournis au Canada, en fonction d'un nouveau modèle d'analyse du cycle de vie qui sera élaboré par le gouvernement fédéral. L'approche ne devrait pas faire de distinction entre les types de pétrole brut produits au Canada et ceux importés au pays. Cette norme devrait s'appliquer à un large éventail de carburants utilisés dans le transport, l'industrie, les habitations et les immeubles; toutefois, comme la norme est actuellement en cours d'élaboration et que les règlements proposés afin de la mettre en œuvre ne devraient pas être adoptés avant le milieu de 2019, la Société ne peut prévoir l'incidence, s'il en est, que la norme sur les carburants propres à venir dans sa forme définitive aura sur son entreprise pour l'instant.

#### Réglementation provinciale canadienne sur les GES

En 2007, le gouvernement de l'Alberta a adopté le *Specified Gas Emitters Regulation* (SGER), qui s'appliquait aux installations situées en Alberta dont les émissions de CO<sub>2e</sub> dépassaient 100 000 tonnes par année. L'usine de base de l'unité d'exploitation Sables pétrolifères de Suncor, l'usine MacKay River, les activités du projet Firebag, la raffinerie d'Edmonton et Syncrude étaient assujetties au SGER jusqu'au 31 décembre 2017. Pour l'année de conformité 2017, le coût de conformité de Suncor en vertu du SGER s'est établi à 24 M\$ à l'égard des terrains dont elle était le propriétaire-exploitant. Suncor a également gagné des crédits de conformité en vertu du SGER évalués à 12 M\$ selon le prix du carbone pour 2017 de 30 \$ la tonne. Fort Hills était considérée comme une « nouvelle installation » (*new facility*) et était dispensée des paiements de conformité en vertu du SGER en 2017. Le coût de conformité pour 2017 à l'égard de Syncrude était de 31 M\$, net pour Suncor.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, le SGER a été remplacé par le *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* (le « CCIR »), qui sera mis en œuvre graduellement sur une période de trois ans. À l'instar du SGER, le CCIR s'applique aux installations dont les émissions de CO<sub>2e</sub> dépassent 100 000 tonnes par année. Le CCIR est conçu pour inciter les installations réglementées à réduire leurs émissions de GES en améliorant leur rendement au moyen de l'établissement de normes de rendement par produit (également appelées attributions en fonction de la production), et ce, dans l'ensemble des secteurs. Afin de protéger le caractère concurrentiel des secteurs exposés au commerce comme les sables pétrolifères, le CCIR accorde aux installations des crédits d'attribution en fonction de la production jusqu'à un seuil de rendement préétabli. Des seuils de rendement distincts ont été établis pour les activités d'exploitation des sables pétrolifères, les activités in situ et les activités de valorisation, de raffinage et de production d'électricité. Les installations paieront une redevance sur le carbone selon leur quantité d'émissions nettes

en deçà du seuil de rendement, et les sociétés recevront des crédits selon leur quantité de réductions au-dessus du seuil. La redevance sur le carbone pour 2018 est demeurée stable à 30 \$ la tonne de CO<sub>2e</sub>. Pour 2018, le coût de conformité estimatif à l'égard de l'ensemble des actifs dont Suncor est le propriétaire-exploitant en Alberta est de 46 M\$. Fort Hills demeurera dispensée puisqu'il s'agit d'une « nouvelle installation » en vertu du CCIR jusqu'à la fin de 2019. Le coût de conformité estimatif pour 2018 à l'égard de Syncrude était de 36 M\$, net pour Suncor.

Pour 2019, la redevance sur le carbone en Alberta demeurera de 30 \$ la tonne de CO<sub>2e</sub>. Pour 2019, le coût de conformité estimatif à l'égard de l'ensemble des actifs dont Suncor est le propriétaire-exploitant en Alberta est de 88 M\$. Le coût de conformité estimatif pour 2019 à l'égard de Syncrude est de 37 M\$, net pour Suncor. La variation des coûts de conformité d'une année à l'autre est imputable à des seuils de répartition fondés sur le rendement plus élevés que prévus publiés pour l'exploitation des sables pétrolifères, les activités in situ et la valorisation.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2017, l'Alberta a adopté la *Climate Leadership Implementation Act* (la « Loi sur le climat »). La Loi sur le climat met en œuvre une redevance sur le carbone dans tous les secteurs de l'économie à l'égard des émissions de GES découlant de la combustion de carburants à des fins de chauffage et de transport pour les consommateurs et les grandes installations ainsi que les établissements non assujettis par ailleurs au CCIR.

En outre, la *Oil Sands Emissions Limit Act* de l'Alberta (l'« OSELA ») fixe une limite de 100 MT de CO<sub>2e</sub> par année dans le secteur des sables pétrolifères, exclusion faite des émissions provenant de la cogénération et des nouvelles installations de valorisation, ce qui permettra de maintenir la croissance et le développement pendant que le secteur travaille à accélérer l'optimisation des technologies de réduction des émissions et l'optimisation opérationnelle. Les émissions actuelles des sables pétrolifères sont estimées à 70 MT par année, y compris la capacité de valorisation existante, mais exclusion faite de l'électricité produite par cogénération qui est vendue au réseau électrique de l'Alberta. Les détails de la mise en œuvre et de l'application de l'OSELA font toujours l'objet d'un examen par le gouvernement de l'Alberta et il n'est pas encore possible de prévoir leur incidence à long terme sur les occasions pour Suncor.

La Colombie-Britannique a instauré une taxe sur le carbone en 2008. En 2018, cette taxe a augmenté à 35 \$/tonne de CO<sub>2e</sub> et devrait augmenter de 5 \$ par tonne chaque année jusqu'à ce qu'elle atteigne 50 \$/tonne de CO<sub>2e</sub> en 2021. La taxe sur le carbone s'applique à la consommation. L'acheteur ou l'utilisateur de combustibles paie la taxe sur le carbone, qui est perçue par Suncor et remise au gouvernement.

Mis en œuvre en 2013, le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec s'applique aux sociétés dans les secteurs industriel et de l'électricité qui émettent 25 000 MT de CO<sub>2e</sub> par année ou plus. Le système de plafonnement et d'échange du Québec est lié à la Western Climate Initiative (WCI), organisation créée afin d'aider les États et les provinces membres à mettre en place leurs systèmes de plafonnement et d'échange. Les droits d'émission et les crédits compensatoires sont fongibles dans toute la WCI. Au Québec, les émetteurs sont tenus de réduire leurs émissions ou d'acheter des mécanismes de conformité admissibles pour couvrir leurs émissions en excédent d'un plafond désigné. La province établit le plafond et l'attribution des droits gratuits d'émission. La raffinerie de Montréal de Suncor et les émissions de transport connexes sont assujetties au système d'échange et de plafonnement du Québec. Pour les années de conformité 2017 et 2018, le coût de conformité de la raffinerie de Montréal s'est élevé à 1,9 M\$ et à 1,2 M\$, respectivement. Le coût de conformité attribué aux émissions stationnaires de la raffinerie de Montréal qui est prévu pour 2019

est de 1,9 M\$. La plus grande partie des coûts de conformité couvrant les émissions provenant des carburants de transport est transférée aux clients.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, l'Ontario a officiellement lancé son système de plafonnement et d'échange dans le cadre de la WCI. En raison d'un changement de gouvernement, le programme a été annulé avec prise d'effet le 3 juillet 2018. Par la suite, le projet de loi 4, *Loi de 2018 annulant le programme de plafonnement et d'échange*, a été adopté avec prise d'effet le 31 octobre 2018. Les installations, y compris la raffinerie de Sarnia de Suncor, qui produisent plus de 25 000 tonnes de GES par année devaient participer au programme de plafonnement et d'échange jusqu'au moment de son annulation. Pour l'année de conformité 2018, le coût de conformité de la raffinerie de Sarnia s'est établi à 3,1 M\$. Comme pour le Québec, les coûts attribués aux émissions provenant des carburants de transport sont transférés aux consommateurs.

Le régime de tarification du carbone du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019 et fixera un prix du carbone de 20 \$ la tonne de CO<sub>2e</sub>. Il s'agit d'un système hybride composé de normes de rendement pour les grandes installations industrielles, y compris la production d'électricité à large échelle, et d'une taxe sur le carbone pour les consommateurs à l'égard des transports, des combustibles des immeubles, de la production d'électricité et des autres combustibles utilisés dans la province. Les normes de rendement pour les grandes installations industrielles sont fixées par la loi en vertu de la *Management of Greenhouse Gas Act* (la « MGGA ») et de ses règlements connexes, qui s'appliquent à toutes les installations émettant 15 000 tonnes de CO<sub>2e</sub> ou plus par année. La MGGA envisage également l'établissement d'un fonds de technologies propres grâce à des paiements de conformité effectués par les émetteurs industriels, ce qui devrait soutenir la technologie et l'innovation en plus d'offrir des solutions de conformité flexibles et de protéger le caractère concurrentiel des secteurs à forte consommation d'énergie exposés au commerce, tels que le secteur pétrolier extracôtier de la province. Les grands émetteurs industriels, qui comprennent le secteur pétrolier extracôtier, représentent environ 43 % des émissions actuelles de la province. Pour 2019, les installations terrestres se verront attribuer une cible annuelle de réduction des GES inférieure de 6 % à leur ratio des émissions moyennes historiques sur la production pour la période de 2016 à 2017. La cible de réduction sera augmentée de 2 % par année jusqu'à concurrence de 12 % en 2022. Afin de protéger le caractère concurrentiel des installations pétrolières extracôtières, chaque installation réglementée se verra attribuer les mêmes pourcentages de réduction par rapport à son niveau d'émissions moyen, exclusion faite des émissions de méthane provenant des rejets dans l'atmosphère et des émissions fugitives, qui sont sous réglementation fédérale. Conformément à l'initiative Advance 2030 du gouvernement qui vise à stimuler l'essor pétrolier et gazier dans la province, les activités des unités de forage extracôtières mobiles relatives à l'exploration ne seront pas assujetties à la redevance sur le carbone. Pour 2019, le coût de conformité estimatif attribué aux actifs d'E et P Canada de la Société est de 14,2 M\$, y compris la quote-part nette de Suncor dans les terrains non exploités.

#### Réglementation sur les GES des États-Unis

La U.S. Environmental Protection Agency (la « EPA des États-Unis ») a mis en place une règle obligeant toutes les grandes installations (soit celles qui émettent plus de 25 000 tonnes de CO<sub>2e</sub> par année, notamment la raffinerie de Suncor à Commerce City, au Colorado) à déclarer leurs émissions de GES. Le mandat de la EPA des États-Unis est en cours d'examen par l'administration actuelle. En juin 2017, le retrait des États-Unis de l'Accord de Paris a été annoncé. De plus, l'administration actuelle a infirmé certaines décisions qui avaient été prises par l'administration précédente. Des



efforts ont également été déployés par les États afin d'adopter des lois obligeant les entités à déclarer leur émissions de GES. Suncor continue de surveiller l'évolution de ces dossiers. L'issue de ces changements dans l'approche relative aux émissions de GES est incertaine à l'heure actuelle, et l'incidence sur Suncor, y compris sur sa raffinerie à Commerce City, au Colorado, demeure inconnue pour l'instant.

#### Réglementation internationale

Le Système d'échange des quotas d'émission de l'Union européenne (le Système) s'applique aux actifs extracôtiers de Suncor (dont elle n'est pas l'exploitant) au R.-U. et en Norvège. Le Système exige que les pays membres établissent des limites d'émissions pour les installations qui se trouvent dans leur pays et qui sont visées par le Système et qu'ils leur attribuent des plafonds d'émissions. Les installations peuvent respecter leur plafond en réduisant leurs émissions ou en achetant des crédits des autres participants. La phase III du Système comporte une période de transition entre l'attribution gratuite et la vente aux enchères de crédits.

#### Utilisation des terrains

En 2012, le gouvernement de l'Alberta a approuvé le plan régional pour le Lower Athabasca (*Lower Athabasca Regional Plan*) (LARP). Le LARP traite de la gestion de l'utilisation des terrains dans la région albertaine du Lower Athabasca, qui comprend le secteur de la province où l'unité d'exploitation des Sables pétrolifères de Suncor est située. Le LARP, qui a été mis au point conformément à la *Land Stewardship Act* (Alberta), fait partie de l'approche de l'Alberta en matière de gestion des terrains et des ressources naturelles afin d'atteindre les objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme, et il identifie de nouvelles zones de conservation et établit de nouveaux cadres de gestion afin d'assurer la qualité régionale continue de l'air, de l'eau de surface et de l'eau souterraine. Les zones de conservation établies par le LARP ne chevauchent aucune des concessions de Suncor ou de Syncrude.

Les cadres de gestion mis en place aux termes du LARP établissent en bonne et due forme un certain nombre d'outils réglementaires qui sont utilisés par le gouvernement pour gérer les aspects environnementaux du développement des sables pétrolifères, y compris la gestion régionale des effets cumulatifs sur l'environnement. Par conséquent, le LARP peut exiger que Suncor et Syncrude participent davantage à l'évaluation globale des questions environnementales et des émissions dans la région albertaine de la Lower Athabasca. Les cadres de gestion mis en place aux termes du LARP touchent les aspects suivants :

- **Air Quality Management Framework (AQMF).** L'AQMF a été conçu pour conserver la flexibilité et pour gérer les effets cumulatifs du développement sur la qualité de l'air au sein de la région de la Lower Athabasca en établissant des mécanismes de déclenchement et des limites pour le dioxyde d'azote (NO<sub>2</sub>) et le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>). L'AQMF comprend des mécanismes de déclenchement et des limites pour la qualité de l'air ambiant. Des mesures réglementaires seront prises lorsque les mécanismes de déclenchement ou les limites seront atteints ou dépassés.
- **Surface Water Quality Management Framework (SWMF-Quality).** Le SWMF-Quality sert de fondement à la surveillance et à la gestion à long terme des changements cumulatifs dans la qualité de l'eau au bas de la rivière Athabasca. Il prévoit des limites et des mécanismes de déclenchement relatifs à la qualité pour divers indicateurs, établis en fonction des lignes directrices de l'Alberta, du Conseil canadien des ministres de l'Environnement, de Santé Canada et de l'EPA des États-Unis. Des mesures réglementaires seront prises lorsque les mécanismes de déclenchement ou les limites seront atteints ou dépassés.

- **Surface Water Quantity Management Framework (SWMF-Quantity).** Le SWMF-Quantity établit des seuils hebdomadaires de déclenchement et des limites de prélèvement d'eau qui permettent une gestion proactive de l'eau utilisée dans l'exploitation des sables pétrolifères tirée de la rivière Athabasca. Les limites hebdomadaires de prélèvement d'eau tiennent compte de la variabilité saisonnière et pourraient devenir plus restrictives selon la fluctuation du débit fluvial. Suncor et Syncrude ont convenu de manière volontaire de réduire les prélèvements d'eau pour les activités de l'usine de base préexistantes à un maximum correspondant à leurs prélèvements annuels moyens aux termes de leur permis, soit 2 m<sup>3</sup>/s, pendant les périodes où le débit de la rivière Athabasca est faible. Le projet minier Fort Hills a des bassins de stockage de l'eau sur le site qui lui permettent de satisfaire aux exigences prévues dans le SWMF-Quantity pendant les périodes de faible débit de la rivière. Afin que les seuils hebdomadaires de débit et les limites cumulatives d'utilisation de l'eau des exploitants miniers de sables pétrolifères soient respectés, chacun d'entre eux conclut une convention annuelle de partage aux fins de gestion de l'eau relative aux sables pétrolifères, qui est soumise à Pêches et Océans Canada et à l'Alberta Environment and Parks. La convention réduit la quantité cumulative d'eau qui est prélevée par les exploitants miniers de sables pétrolifères au besoin, pour que les limites cumulatives d'utilisation de l'eau établies aux termes du SWQMF-Quantity soient respectées.
  - **Groundwater Management Framework (GMF).** Le GMF vise à gérer les ressources d'eau souterraine non saline de façon durable et à protéger les ressources d'eau souterraine de la contamination et de la surutilisation. Il vise à assurer la détection en temps opportun de changements clés aux indicateurs et décrit les mesures de gestion qui seront prises si les mécanismes de déclenchement ou les limites, notamment des indicateurs propres au site, sont atteints ou dépassés.
  - **Tailings Management Framework for Mineable Athabasca Oil Sands (TMF).** Le TMF fournit aux activités d'exploitation minière de sables pétrolifères des directives concernant la gestion des volumes de résidus fluides pendant et après l'exploitation d'une mine afin de gérer et d'atténuer la responsabilité et le risque environnemental découlant de l'accumulation de résidus fluides dans le paysage. Il devrait donner naissance à des innovations technologiques au chapitre de la gestion des résidus et réduire les volumes globaux de résidus fluides fins associés à l'exploitation et à l'extraction des sables pétrolifères. Dans le cadre de la mise en œuvre du TMF, l'AER a publié la directive relative aux résidus (*Tailings Directive*) en octobre 2017. Cette directive utilise des mécanismes de déclenchement s'appliquant aux volumes de résidus fluides et une limite, ainsi que des mesures de gestion telles qu'une redevance de conformité et des cautionnements financiers par l'entremise du Mine Financial Security Program (MFSP) afin de soutenir l'objectif très important de la politique qui consiste à réduire au minimum l'accumulation des résidus tout en atteignant un équilibre entre les besoins environnementaux, sociaux et économiques. Le montant des mesures de gestion financière, y compris les redevances de conformité et les cautionnements financiers par l'entremise du MFSP n'ont pas encore été établis. Par conséquent, il est impossible de prévoir l'incidence que les mesures de gestion financière imposées par la directive relative aux résidus pourraient avoir sur Suncor à l'heure actuelle.
- Suncor est déterminée à remettre en état et à restaurer les terrains touchés par ses activités. Au cours des dernières années, Suncor a accru ses efforts de gestion des résidus et est devenue la première société à remettre en état un bassin de résidus des sables pétrolifères, à en convertir un deuxième en aire de traitement des résidus fluides et à en rendre un autre praticable en le recouvrant avec du coke. Aux termes du TMF, des plans de gestion des résidus mis à jour doivent être



soumis pour les secteurs Sables pétrolifères – Activités de base, Syncrude Mildred Lake, Syncrude Aurora North et Fort Hills. Les plans de gestion des résidus mis à jour pour les secteurs Sables pétrolifères – Activités de base, Syncrude Aurora North et Fort Hills ont été approuvés en octobre 2017, en juin 2018 et en février 2019, respectivement, et le plan de gestion des résidus mis à jour pour Syncrude Mildred Lake est en attente d'approbation par l'AER.

Une autre composante importante mentionnée dans le TMF est le besoin de se concentrer sur la gestion intégrée de l'eau au fur et à mesure que Suncor et Syncrude procèdent à des remises en état et qu'elles libèrent l'eau des résidus. Compte tenu d'un examen attentif de l'ensemble des solutions en gestion de l'eau (réduction, réutilisation, recyclage et restitution) et des politiques et mécanismes réglementaires existants, des travaux sont en cours afin d'étudier et d'élaborer les critères, les lignes directrices, les politiques et/ou la réglementation supplémentaires nécessaires afin de répondre à tous les aspects d'une approche intégrée en vue d'une remise en état et d'une planification de fermeture réussies des terrains.

#### **Remise en état**

Le MFSP du gouvernement de l'Alberta explique la responsabilité environnementale associée à la suspension, à l'abandon, à la remise en état et aux travaux de remise en état en surface des mines de sables pétrolifères et des sites des installations. Le MFSP exige un montant de base de garantie pour chaque projet. Suncor a fourni cette garantie sous forme de lettres de crédit et est en conformité à l'égard du MFSP. D'autres garanties pourraient être nécessaires dans d'autres situations, comme l'omission de se conformer aux plans de remise en état en vigueur ou lorsque la durée de vie restante estimative relative à la production de la mine atteint certains niveaux; toutefois, à ce jour, Suncor a pas été tenue

de fournir des garanties supplémentaires. Le MFSP a été conçu par le gouvernement albertain de façon à inclure un examen périodique du programme attestant de son fonctionnement adéquat et de la détection rapide des risques éventuels d'une mesure de gestion des résidus se rapportant spécifiquement au TMF. Le MFSP devrait être modifié en 2019 ou en 2020.

#### **Plan de mise en œuvre conjoint du Canada et de l'Alberta pour la surveillance visant les sables bitumineux**

En 2012, le Canada et l'Alberta ont adopté le Plan de mise en œuvre conjoint du Canada et de l'Alberta pour la surveillance visant les sables bitumineux (le « plan de surveillance »). Le but du plan de surveillance est d'assurer une surveillance environnementale complète, intégrée, transparente et rigoureuse sur le plan scientifique, notamment une meilleure compréhension des incidences environnementales cumulatives du développement des sables bitumineux. Le coût total pour l'industrie des sables bitumineux de la surveillance accrue aux termes du plan de surveillance a été estimé à environ 50 M\$ par année. Le coût annuel pour Suncor en 2018 aux termes du plan de surveillance est estimé à environ 13 M\$, y compris la quote-part nette de Suncor des coûts de conformité de Syncrude.

#### **Initiatives de collaboration de l'industrie**

La collaboration en matière environnementale entre les sociétés et leurs intervenants constitue un centre d'attention important pour l'industrie des sables pétrolifères. Suncor est membre fondateur de la Canada's Oil Sands Innovation Alliance (COSIA) et s'engage, par une action concertée, à accélérer l'amélioration de la performance environnementale, en ce qui concerne notamment les résidus, l'eau, les terres, la surveillance et les émissions de GES. La COSIA collabore avec d'autres réseaux de partenariat pour partager des connaissances et du savoir-faire sur les nouvelles technologies et innovations en matière de performance environnementale.

## FACTEURS DE RISQUE

Suncor s'engage à mettre en œuvre un programme proactif de gestion des risques d'entreprise qui vise à permettre la prise de décisions par l'identification et l'évaluation constantes des risques inhérents à ses actifs, à ses activités et à son entreprise. Certains de ces risques sont communs aux activités dans l'industrie pétrolière et gazière, prise globalement, alors que d'autres sont propres à Suncor. La matérialisation de l'un des risques suivants pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves ou les résultats d'exploitation de Suncor.

### Volatilité du prix des marchandises

Le rendement financier de Suncor est étroitement lié aux prix du pétrole brut dans les activités en amont de la Société et aux prix du pétrole raffiné dans les activités en aval de la Société et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel dans les activités en amont de la Société, dans le cadre desquelles le gaz naturel est à la fois un intrant et un extrant des procédés de production. Les prix de toutes ces marchandises peuvent être influencés par les facteurs entourant l'offre et la demande mondiales et régionales, facteurs qui sont tous indépendants de la volonté de la Société et peuvent entraîner une grande volatilité des prix.

Les prix du pétrole brut sont notamment influencés par la vigueur et la croissance de l'économie mondiale (particulièrement dans les marchés émergents), les contraintes d'accès au marché, les déséquilibres entre l'offre et la demande régionales et internationales, les événements politiques et les mesures gouvernementales (y compris les réductions de la production obligatoires imposées récemment par le gouvernement de l'Alberta), les décisions de l'OPEP en ce qui a trait à la non-imposition de quotas à ses membres, le respect ou le non-respect des quotas convenus par les membres de l'OPEP et d'autres pays, et le climat. Ces facteurs influencent différemment les divers types de pétrole brut et de produits raffinés et peuvent avoir une incidence sur les écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd (y compris le bitume fluidifié) et entre le pétrole classique et le PBS.

Les prix et les marges de raffinage des produits pétroliers raffinés sont également touchés, entre autres, par les prix du pétrole brut, la disponibilité du pétrole brut et d'autres charges d'alimentation, les niveaux des stocks de produits raffinés, la disponibilité des raffineries régionales, l'accès au marché, la concurrence sur le marché et d'autres facteurs régionaux. Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont notamment touchés par l'offre et la demande et par les prix des sources d'énergie alternatives. Les diminutions des marges des produits ou les augmentations des prix du gaz naturel pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

De plus, les producteurs pétroliers et gaziers de l'Amérique du Nord, particulièrement du Canada, peuvent recevoir des prix inférieurs pour leur production par rapport à certains prix offerts à l'échelle internationale en raison notamment 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 touchent des prix réduits ou inférieurs sur une base continue. La production de l'unité d'exploitation Sables pétrolifères de Suncor comprend des quantités considérables de bitume et de PBS qui peuvent se négocier à escompte par rapport au pétrole brut léger et moyen. Il est généralement plus coûteux de produire et de traiter du bitume et du PBS. En outre, les prix du marché de ces produits peuvent différer des indices du marché établis pour le pétrole brut léger et moyen. Par conséquent, le prix reçu pour le bitume et pour le PBS peut être différent de celui de leur référence. Les écarts de qualité futurs sont incertains et des

écarts défavorables pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Au quatrième trimestre de 2018, la capacité d'accès au marché était insuffisante pour expédier la production provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, ce qui a grandement accentué l'écart entre le WTI et le WCS. Le gouvernement de l'Alberta a donc réagi à la situation au moyen d'une réduction de la production obligatoire, qui a été mise en œuvre au début de 2019. Ces circonstances pourraient entraîner une aggravation et/ou une prolongation de la volatilité des prix et/ou d'autres incidences défavorables sur les forces du marché, qu'il est impossible de prévoir entièrement à l'heure actuelle. Des écarts importants, comme ceux qui ont été observés au quatrième trimestre de 2018, ou le maintien des prix des marchandises à un niveau réduit et/ou leur volatilité, plus particulièrement à l'égard du pétrole brut, pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor, et peuvent également entraîner une réduction de valeur d'actifs, ou l'annulation ou le report des projets de croissance de Suncor.

### Accès au marché

La production de bitume de Suncor devrait augmenter. Les marchés pour les mélanges de bitume ou 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 principalement de la qualité et des valeurs inférieures du rendement du produit raffiné 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.

L'accès au marché pour la production de sables pétrolifères de Suncor pourrait être limité par une capacité de transport par pipeline insuffisante, notamment une pénurie de nouveaux pipelines imputable à l'incapacité d'obtenir des approbations requises et à la perception négative du public. Il existe un risque que l'accès restreint au marché de la production de sables pétrolifères, la croissance de la production intérieure et les interruptions observées dans les raffineries puissent entraîner un accroissement des écarts de prix qui pourrait se répercuter sur la rentabilité des ventes de produits. L'accès au marché pour les produits raffinés pourrait également être limité par une capacité de transport insuffisante, ce qui pourrait créer un déséquilibre entre l'offre et la demande. La matérialisation de l'un des risques susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de la Société.

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

Chacun des principaux secteurs d'exploitation de Suncor, soit Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, nécessite de grands investissements dans la conception, l'exploitation et la maintenance et la mise hors service des installations, et comporte le risque supplémentaire associé à l'exploitation fiable ou au fait de subir une interruption des activités prolongée. L'ampleur et le niveau d'intégration des activités de Suncor contribuent à la complexité de la tâche.

Les secteurs de la Société sont également exposés aux risques associés au rendement environnemental et en matière de sécurité,

qui est soumis à l'examen attentif des gouvernements, du public et des médias, et pourrait entraîner la suspension des approbations et des permis réglementaires ou l'incapacité de les obtenir ou, dans le cas d'un incident majeur en matière d'environnement ou de sécurité, des retards dans la reprise des activités normales, des amendes, des poursuites au civil ou des accusations au criminel contre la Société.

De façon générale, les activités de Suncor sont soumises à des dangers et à des risques liés à l'exploitation comme, entre autres, les incendies (y compris les feux de forêt), les explosions, les éruptions, les pannes de courant, les conditions hivernales rigoureuses, les périodes prolongées de froid ou de chaleur extrême, les inondations, les sécheresses et les autres conditions climatiques extrêmes, les incidents liés aux wagons ou les déraillements, la migration de substances dangereuses comme les déversements de pétrole, les fuites de gaz ou le rejet de résidus dans les réseaux d'alimentation en eau, la pollution et d'autres risques environnementaux, ainsi que les accidents, qui peuvent tous causer des interruptions des activités, des lésions corporelles, la mort, des dommages aux biens, à l'équipement, à l'environnement et aux systèmes de technologie de l'information ainsi qu'aux systèmes de données et de contrôle connexes.

L'exploitation fiable des installations de production et de traitement aux niveaux prévus et la capacité de Suncor à produire des produits à valeur plus élevée peuvent également être touchées, entre autres, par l'omission de suivre les politiques, les normes et les procédures d'exploitation de la Société ou d'exercer des activités à l'intérieur de paramètres d'exploitation établis, les défauts du matériel causés par un entretien inadéquat, l'érosion ou la corrosion imprévues des installations, les défauts de fabrication et de conception ainsi que les pénuries de main-d'œuvre ou les interruptions. La Société est également exposée à des risques comme le sabotage, le terrorisme, la violation de propriété, le vol et les logiciels malveillants, les attaques de réseaux ou les cyberattaques.

En plus des facteurs précités, qui ont une incidence sur les activités de Suncor en général, chaque secteur est exposé à des risques supplémentaires compte tenu de la nature de ses activités, y compris notamment les suivants :

- L'unité d'exploitation des Sables pétrolifères de Suncor peut subir des pertes de production ou faire l'objet de ralentissements, d'arrêts d'exploitation ou de restrictions quant à sa capacité de produire des produits à valeur plus élevée en raison d'une panne touchant un ou plusieurs systèmes constituant interdépendants, et d'autres risques inhérents aux activités relatives aux sables pétrolifères;
- Pour l'unité d'exploitation « E et P » de Suncor, des risques et des incertitudes sont associés aux activités de forage de puits de pétrole et de gaz naturel, à l'exploitation et au développement de ces terrains et de ces puits (y compris la découverte de formations non prévues, des pressions ou la présence de sulfure d'hydrogène), la baisse prématurée des réservoirs, les émissions de gaz sulfureux, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides du puits et d'autres accidents;
- Le secteur Exploration et production exerce ses activités extracôtières dans des régions exposées aux ouragans et à d'autres conditions climatiques violentes, telles que les tempêtes hivernales, la banquise, les icebergs et le brouillard. La survenance de l'un de ces événements pourrait entraîner l'interruption de la production, la suspension des activités de forage, occasionner des dommages ou la destruction du matériel utilisé et blesser ou causer la mort du personnel des installations. Des conditions météorologiques difficiles, en particulier pendant l'hiver, peuvent également avoir une incidence sur l'exécution réussie des travaux de maintenance et le démarrage des activités. Les activités extracôtières de Suncor

pourraient être indirectement touchées par des événements catastrophiques aux exploitations extracôtières de tiers, ce qui pourrait entraîner l'engagement de responsabilité, causer des dommages au matériel de la Société ou des préjudices à certaines personnes, obliger la Société à fermer des installations ou à cesser des activités, ou entraîner une pénurie de matériel approprié, ou les experts nécessaires à la réalisation des activités prévues pourraient venir à manquer;

- Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor est soumis à tous les risques normalement inhérents à l'exploitation de raffineries, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution et de stations-service, notamment la perte de production, les ralentissements ou les arrêts d'exploitation en raison de défauts d'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 applique un programme de gestion des risques, qui comprend la souscription d'assurances, ces assurances peuvent ne pas fournir une protection complète dans toutes les situations, et tous les risques mentionnés ci-dessus peuvent ne pas être assurables. La Société assure elle-même certains risques, et le montant de sa protection ne couvre pas tous les coûts découlant de la répartition des responsabilités et du risque de perte associés aux activités de Suncor.

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

### Intervention gouvernementale et réglementaire et efficacité des politiques

Les entreprises de Suncor sont régies par la législation fédérale, provinciale, territoriale, étatique et municipale applicable dans de nombreux pays. La Société est également assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions portant sur l'industrie pétrolière et gazière telles que le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts (y compris l'impôt sur le revenu), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production (y compris les restrictions sur la production), la protection environnementale, la faune, les poissons, le rendement en matière de sécurité, la réduction des émissions de GES et autres émissions, l'exportation de pétrole brut, de gaz naturel et d'autres produits, les interactions avec des gouvernements étrangers, l'attribution ou l'acquisition de droits d'exploration et de production, de concessions sur des sables pétrolifères ou d'autres droits, l'imposition d'obligations de forage précises, le contrôle sur le développement, la remise en état et l'abandon de champs et de sites miniers, les exigences en matière de sécurité financière des mines, l'approbation de l'infrastructure logistique, et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels. Dans le cadre de ses activités courantes, la Société est également soumise à un grand nombre de règlements en matière d'ESS en vertu de diverses lois du Canada, des États-Unis, du R.-U. et de la Norvège ainsi que d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux. L'omission de se conformer aux lois et aux règlements applicables pourrait entraîner, entre autres choses, l'imposition d'amendes et de pénalités, des contraintes imposées à la production, l'arrêt forcé d'installations ou la suspension d'activités, des dommages à la réputation, des retards, des coûts plus élevés, un refus dans le cadre des demandes de permis d'exploitation et de croissance, une réprobation, l'obligation d'acquiescer des coûts et des dommages-intérêts pour le nettoyage ainsi que la perte de licences et de permis d'importance.

Avant de procéder à l'exécution de la plupart des projets majeurs, notamment des modifications importantes apportées à ses activités actuelles, Suncor doit obtenir divers permis fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux 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 une intervention gouvernementale, et peuvent être assorties de conditions, y compris des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. Les entreprises 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 des projets d'infrastructures de tiers dont dépend une partie des activités de Suncor. En outre, la conformité peut 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 respecter ou de maintenir en vigueur les permis, les licences et les approbations des organismes de réglementation ou de satisfaire à leurs conditions, ou le défaut de les obtenir au moment opportun ou à des conditions satisfaisantes, pourrait entraîner des retards, l'abandon ou la restructuration de projets et des hausses de coûts, qui pourraient tous avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

La modification des politiques gouvernementales, de la réglementation ou d'autres lois, ou de leur interprétation, ou toute opposition aux projets de Suncor ou aux pipelines et aux projets d'infrastructures de tiers qui retarde ou empêche l'obtention de permis ou d'approbations réglementaires requis, ou qui rend les activités ou les projets de croissance actuels moins rentables ou non rentables, pourrait avoir une incidence importante sur les activités de Suncor, sur ses projets existants et prévus, sur sa situation financière, sur ses réserves et sur ses résultats d'exploitation. L'obtention des approbations ou permis requis est devenue plus difficile en raison de l'opposition croissante du public et de l'accroissement des consultations publiques, y compris les exigences de consultation avec les Autochtones, et d'une participation accrue à la vie politique. En outre, le gouvernement fédéral a publié le projet de loi C-69 en février 2018 qui, s'il est adopté, se répercutera sur la façon dont les grands projets énergétiques sont approuvés. Le résultat de ces faits nouveaux peut également mener à des retards importants et à des frais supplémentaires liés à la conformité ainsi qu'à des niveaux supplémentaires de personnel et de ressources, et augmenter également l'exposition aux autres principaux risques de Suncor, dont la non-conformité en matière d'environnement ou de sécurité, l'approbation de permis et le développement et l'exécution de projets, et chacun de ces éléments pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor. Voir la rubrique « Situation dans l'industrie » de la présente notice annuelle.

Suncor est assujettie aux réductions de la production obligatoires imposées par le gouvernement de l'Alberta, qui ont été mises en œuvre au début de 2019. La durée, l'étendue et les incidences des réductions sur l'entreprise de Suncor ne sont pas entièrement connues; toutefois, une réduction prolongée de la production ou une modification des niveaux de réduction pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

### Concurrence

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

consommateurs en énergie, en combustible et en produits connexes. La volatilité accrue des contextes politique et social à l'échelle provinciale, fédérale, territoriale, étatique, municipale et internationale rend la situation plus complexe.

Pour 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 PBS 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 prêté aux sables pétrolifères grâce à 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 PBS et en pétrole brut lourd sur le marché. Bien que le prix actuel des marchandises et l'augmentation des exigences réglementaires aient ralenti 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, pour les gérer et gérer les installations actuelles.

Pour 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 l'unité d'exploitation d'aval de la Société participe aux marchés des nouveaux produits, elle peut être exposée à des risques de marge et à une volatilité découlant des fluctuations de coûts et/ou de 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, en plus d'avoir une incidence sur la demande pour les produits de Suncor, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

### Risque relatif au carbone

L'appui du public aux mesures visant à combattre les changements climatiques ainsi que son ouverture aux nouvelles technologies d'énergie de remplacement ou renouvelable ont augmenté au cours des dernières années. Les gouvernements au Canada et partout dans le monde ont réagi à l'évolution de ces attitudes sociales en adoptant des cibles de réduction des émissions et des lois connexes ambitieuses, y compris des mesures relatives à la tarification du carbone, à l'énergie propre et aux normes sur les carburants, de même que des incitatifs et des mandats se rapportant aux énergies de remplacement. On constate également un accroissement du militantisme et de la contestation publique relativement aux combustibles fossiles et aux sables pétrolifères en particulier. Voir la rubrique « Situation dans l'industrie - Réglementation environnementale - Changements climatiques » de la présente notice annuelle.

Les lois et les règlements existants et futurs pourraient imposer des obligations importantes advenant le non-respect de leurs exigences. Les préoccupations à l'égard des changements climatiques, de l'exploitation des combustibles fossiles, des émissions de GES et des pratiques relatives à l'utilisation des terrains et de l'eau pourraient faire en sorte que les gouvernements adoptent des lois et des règlements additionnels ou plus stricts s'appliquant à Suncor et à d'autres sociétés du secteur de l'énergie en général et du secteur des sables pétrolifères en particulier.

Les modifications apportées à la réglementation environnementale, y compris celle qui touche les changements climatiques, pourraient

influencer la demande, la formulation ou la qualité des produits de la Société ou entraîner des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation, des obligations d'abandon et de remise en état ou des frais de distribution accrus, qui peuvent ne pas être récupérés sur le marché et qui pourraient rendre des activités ou des projets de croissance en cours moins rentables ou non rentables. De plus, de telles modifications réglementaires pourraient obliger Suncor à développer de nouvelles technologies. Le développement de ces technologies pourrait nécessiter un investissement important en capital et en ressources, et tout retard ou toute incapacité de repérer et de développer ces technologies pourraient empêcher Suncor d'obtenir des approbations réglementaires à l'égard de projets ou de livrer une concurrence réussie à d'autres sociétés. L'accroissement de la réglementation environnementale dans les territoires où Suncor exerce ses activités pourrait également faire en sorte qu'il soit difficile pour Suncor de rivaliser avec des sociétés exerçant des activités dans d'autres territoires qui sont dotés d'une réglementation moindre ou moins coûteuse. De plus, une législation ou des politiques qui limitent les achats de la production provenant des sables pétroliers pourraient être adoptées au Canada et/ou à l'étranger, ce qui pourrait alors limiter les débouchés mondiaux pour la production en amont de Suncor et réduire les prix que la Société reçoit pour ses produits, et entraîner une mise en valeur retardée, des immobilisations irrécupérables ou l'incapacité de la Société de mettre en valeur ses ressources à l'avenir. La complexité et l'ampleur des modifications de la réglementation environnementale rend extrêmement difficile la prédiction de l'incidence éventuelle sur Suncor.

Suncor continue de surveiller les efforts déployés à l'échelle internationale et au Canada afin de réagir aux changements climatiques. Même s'il semble à l'heure actuelle que les règlements et les cibles en matière de GES se resserreront et même si Suncor continue ses efforts pour réduire l'intensité de ses émissions de GES, les émissions absolues de GES de la Société devraient continuer d'augmenter à mesure qu'elle met en œuvre une stratégie de croissance. Une augmentation des émissions de GES pourrait nuire à la rentabilité des projets de la Société, étant donné que Suncor sera assujettie à des droits ou à des impôts additionnels. Il existe également un risque que Suncor soit exposée à des poursuites intentées par des tiers relativement aux changements climatiques, y compris des poursuites visant les émissions de GES, la production, la vente ou la promotion des combustibles fossiles et des produits pétroliers, et/ou l'information fournie. À titre d'exemple, le Board of County Commissioners de Boulder County, le Board of County Commissioners de San Miguel County, la ville de Boulder et l'ensemble du Colorado ont intenté une action contre Suncor et certaines de ses filiales afin d'obtenir notamment un dédommagement pour des impacts allégués découlant des changements climatiques. En outre, les détails de la mise en œuvre et de l'application de l'OSELA font actuellement l'objet d'un examen et il n'est pas encore possible de prédire leur incidence sur Suncor. Toutefois, cette incidence pourrait être importante.

Ces faits nouveaux et d'autres à venir pourraient nuire à la demande des produits de Suncor, à la capacité de Suncor de maintenir et de faire croître sa production et ses réserves, de même qu'à la réputation de Suncor et avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

## Conformité environnementale

### Gestion de l'eau et des résidus

Il existe des risques associés aux plans de gestion de l'eau et des résidus de Suncor. Chaque mine est tenue, en vertu de la directive relative aux résidus, de mettre à jour ses plans de gestion des résidus fluides provenant de la mine. Si ces plans ne sont pas approuvés ou approuvés dans les délais prévus, ou si des conditions

relatives à l'approbation des plans ne sont pas remplies, la capacité des exploitants de mettre en œuvre des installations de traitement de résidus fluides supplémentaires pourrait être compromise, ce qui pourrait entraîner des réductions de la production et une baisse des volumes de résidus traités. Si la mine dépasse certains niveaux de conformité fixés dans le TMF, la société en question peut faire l'objet de mesures d'application, notamment en étant obligée de réduire sa production, et subir des incidences financières, y compris faire l'objet d'une redevance de conformité ou être tenue de verser une garantie supplémentaire dans le cadre du MFSP. L'incidence complète du TMF, y compris les incidences financières du non-respect des niveaux de conformité, n'est pas encore connue dans sa totalité puisque certains règlements et politiques sont encore en cours d'élaboration. Ces règlements et politiques pourraient également limiter les technologies que la Société peut utiliser dans le cadre de la gestion des résidus, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur ses plans d'affaires. La Société peut aussi être exposée à des risques si ses activités de gestion des résidus ne se déroulent pas comme prévu. La survenance de l'un des éléments précités pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

De plus, dans le cadre d'une approche de gestion de l'eau intégrée visant à soutenir les activités et d'une remise en état et d'une fermeture réussies, les rejets d'eau dans l'environnement sont nécessaires. Une politique de retour d'eau de l'Alberta est en cours d'élaboration par le gouvernement, qui consulte plusieurs parties intéressées, et le gouvernement fédéral a commencé à élaborer une réglementation relative aux effluents des sables pétroliers. Le moment de l'entrée en vigueur et le contenu de ces politiques et de cette réglementation demeurent inconnus; cependant, l'absence de politiques et d'une réglementation gouvernementales efficaces en ce domaine pourrait nuire à la réussite et retarder la réalisation des plans de fermeture et de remise en état, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

### Land Use Framework de l'Alberta (LARP)

L'application et le respect des dispositions du LARP pourraient avoir une incidence défavorable sur les terrains et les projets actuels de Suncor dans le nord de l'Alberta en raison notamment des limites et seuils environnementaux. L'incidence du LARP sur les activités de Suncor pourrait échapper au contrôle de la Société, car les activités de Suncor pourraient être touchées si des restrictions sont imposées en raison des effets cumulatifs du développement, par les autres exploitants, dans la région et non seulement en ce qui concerne l'effet direct de Suncor. L'incertitude à l'égard des modifications devant être apportées aux activités de développement futures et aux activités actuelles de Suncor en raison du LARP pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

### Permis d'utilisation d'eau accordés par l'Alberta Environment and Parks (l'« AEP »)

Suncor dépend actuellement de l'eau obtenue aux termes de permis accordés par l'AEP aux fins de l'approvisionnement en eau, à usage domestique et général, dans l'unité d'exploitation Sables pétroliers de la Société. Les permis d'utilisation d'eau, tout comme l'ensemble des approbations provenant des organismes de réglementation, prévoient des conditions à remplir afin de demeurer en conformité avec ceux-ci. Rien ne garantit que les permis d'utilisation d'eau ne seront pas annulés ou que des conditions supplémentaires ne seront pas ajoutées. Il est également possible que les approches de gestion de l'eau régionales obligent les parties intéressées à conclure des ententes en matière de partage de l'eau. De plus, l'expansion des projets de la Société pourrait dépendre de l'obtention de permis pour l'utilisation de



volumes d'eau supplémentaires, et rien ne garantit que ces permis seront accordés en temps voulu ou qu'ils le seront à des conditions favorables pour Suncor. Il existe également un risque que l'adoption de lois futures ou la modification de lois ou de règlements existants se rapportant à l'accès à l'eau entraînent une augmentation des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation se rapportant à la conformité aux permis d'utilisation d'eau. La matérialisation de l'un des risques susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

### Loi sur les espèces en péril

Le caribou des bois est une espèce jugée « menacée » aux termes de la *Loi sur les espèces en péril* (Canada). En réponse à la stratégie de rétablissement du caribou des bois du gouvernement du Canada, des plans provinciaux relatifs aux aires de répartition du caribou sont en cours d'élaboration. Suncor a des projets existants, prévus et futurs éventuels situés dans les aires de répartition du caribou en Alberta. L'élaboration et la mise en œuvre de plans relatifs aux aires de répartition dans ces secteurs pourraient avoir une incidence sur le rythme et le nombre des projets de développement dans ces secteurs et éventuellement accroître les coûts des exigences de restauration ou de compensation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

### Gestion de la qualité de l'air

Un certain nombre de règlements et de cadres relatifs à la qualité de l'air fédéraux et provinciaux canadiens sont actuellement en cours d'élaboration, de modification et/ou de mise en œuvre, ce qui pourrait avoir une incidence sur les projets existants et prévus de la société en obligeant celle-ci à investir des capitaux supplémentaires ou à engager des dépenses d'exploitation et de conformité supplémentaires, notamment en l'obligeant éventuellement à moderniser du matériel afin de respecter de nouvelles exigences et à accroître ses plans de surveillance et d'atténuation. L'incidence complète de ces règlements et de ces cadres n'est pas encore connue; toutefois, ils pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

### Politique relative aux zones humides de l'Alberta

Conformément à la politique relative aux zones humides de l'Alberta (« Alberta Wetland Policy »), les projets de développement situés dans des secteurs de zones humides pourraient avoir l'obligation d'éviter les zones humides ou d'atténuer les incidences du développement sur celles-ci. Bien que l'incidence complète de la politique sur Suncor ne soit pas encore connue, certaines activités et certains projets de croissance de Suncor seront touchés par des aspects de la politique s'il se révèle impossible d'éviter les zones humides, et leur remise en état ou leur remplacement pourrait être exigé, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

### Sécurité de l'information

L'exploitation efficiente de l'entreprise de Suncor dépend du matériel et des logiciels informatiques et des systèmes de réseau, y compris les systèmes de fournisseurs de services informatiques et de tiers avec qui Suncor fait affaire. Dans le cours normal de ses activités, Suncor recueille et stocke des données sensibles, notamment de la propriété intellectuelle, des renseignements commerciaux exclusifs et des renseignements personnels des employés et des clients de détail de la Société. Les activités de Suncor dépendent également d'un réseau d'information étendu et complexe. Suncor compte sur les mesures de sécurité, les contrôles et la technologie généralement acceptés par l'industrie pour

protéger les systèmes d'information de Suncor et conserver de façon sécuritaire l'information confidentielle et exclusive stockée dans les systèmes d'information de la Société, et elle a adopté un processus continu de repérage, d'évaluation et de gestion des menaces à l'égard des systèmes d'information de la Société. La supervision du risque de sécurité de l'information de Suncor est assurée par le comité d'audit du conseil d'administration. Toutefois, les mesures, les contrôles et la technologie sur lesquels la Société compte pourraient ne pas être suffisants en raison du volume et du niveau de perfectionnement croissants et de l'évolution rapide des cybermenaces. La technologie et l'infrastructure de l'information de Suncor, y compris les systèmes de contrôle des processus, peuvent être vulnérables à des attaques par des personnes ou des entités malveillantes mues notamment par des motivations géopolitiques ou financières ou le militantisme, ou faire l'objet d'une intrusion en raison d'une erreur d'un employé, d'un méfait ou d'autres perturbations, y compris les catastrophes naturelles et les actes de guerre. Une telle attaque ou intrusion pourrait compromettre les réseaux de Suncor et les renseignements qu'elle stocke pourraient être consultés, communiqués publiquement, perdus, volés ou compromis. Une telle attaque ou intrusion, un tel accès, une telle communication ou toute perte de renseignements pourrait entraîner des poursuites ou des procédures judiciaires, une responsabilité aux termes des lois protégeant la confidentialité des renseignements personnels, des pénalités réglementaires, l'interruption des activités de Suncor, une diminution du rendement et de la production, un accroissement des coûts et des dommages à la réputation de Suncor, des dommages physiques à des personnes ou à l'environnement ou d'autres incidences défavorables pour Suncor ou des tiers, qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor. Bien que la Société se soit dotée d'un programme de gestion du risque, qui comprend une assurance pouvant couvrir les incidences opérationnelles d'une attaque ou d'une intrusion à l'égard de la technologie de l'information et de l'infrastructure de Suncor, y compris les systèmes de contrôle des processus, la Société n'a pas de cyberassurance distincte. En outre, certains cyberrisques ne peuvent être assurés. Par conséquent, les assurances existantes de Suncor pourraient ne pas offrir de couverture suffisante à l'égard des pertes découlant d'une cyberattaque ou d'une intrusion dans sa technologie de l'information et son infrastructure.

### Menaces à la sécurité et menaces terroristes

Les menaces à la sécurité ou les activités terroristes ou de militantisme peuvent avoir une incidence sur le personnel de Suncor, ce qui pourrait entraîner des cas de blessures, de décès, d'extorsion, de prise d'otages et/ou d'enlèvement, y compris la séquestration. Une menace à la sécurité, une attaque terroriste ou un incident causé par des militants qui cible une installation ou un bureau appartenant à Suncor ou exploité par celle-ci pourrait entraîner l'interruption ou la cessation d'éléments clés des activités de Suncor. L'issue de tels incidents pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

### Développement et exécution des projets

Il existe certains risques liés au développement et à l'exécution des projets majeurs de Suncor ainsi qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations dans sa base d'actifs existants.

Le risque associé au développement et à l'exécution des projets est composé de quatre principaux risques :

- Le risque associé au développement, soit l'incapacité de sélectionner les projets appropriés et de déterminer efficacement leur portée et les solutions;



- Le risque associé à l'ingénierie, soit un défaut dans les spécifications, la conception ou la sélection de la technologie;
- Le risque associé à la construction, soit l'incapacité de construire le projet dans le délai approuvé, conformément aux plans de conception, et aux coûts convenus;
- Le risque associé à la mise en service et au démarrage, soit l'incapacité de l'installation d'atteindre les cibles de rendement convenues, y compris les frais d'exploitation, l'efficacité, le rendement et les frais d'entretien.

Le développement et l'exécution des projets pourraient également être touchés par les facteurs qui suivent, entre autres :

- l'effet de la réglementation gouvernementale et des attentes du public changeantes concernant l'impact du développement des sables pétrolifères sur l'environnement, qui pourraient avoir une incidence importante sur la capacité de la Société d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires, notamment dans le domaine de l'environnement;
- l'incidence de la conjoncture économique générale, commerciale et boursière et la capacité de la Société à financer la croissance, y compris les principaux projets de croissance actuellement en cours, si les prix des marchandises diminuaient et demeureraient bas pendant une période prolongée;
- la complexité et la diversité du portefeuille de Suncor;
- l'incapacité de se conformer au modèle de développement d'actifs et d'exécution de Suncor;
- l'exactitude des estimations à l'égard des coûts et de l'échéancier du projet, étant donné que les coûts et les échéanciers réels liés aux principaux projets peuvent différer des estimations, et que ces différences peuvent être importantes;
- la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement, des travailleurs qualifiés et de l'infrastructure logistique, la conservation des membres de la direction compétents appropriés et les risques associés à la logistique et à l'aménagement d'installations extracôtées, notamment le fait que le coût de l'équipement et des matériaux fabriqués au large des côtes peut être touché par des tarifs, des droits et des quotas;
- l'incapacité ou le refus des fournisseurs de produits ou de services ou des entrepreneurs tiers de fournir les matériaux, l'équipement, les travailleurs et les services de la qualité requise, dans les échéanciers prévus et au coût convenu;
- les difficultés et les incertitudes liées au repérage, au développement et à l'intégration de nouvelles technologies dans les actifs existants et les nouveaux actifs de la Société;
- les difficultés et les risques associés à la construction de projets dans des environnements opérationnels et des zones de construction confinées;
- le fait que la mise en service et l'intégration de nouvelles installations au sein de la base d'actifs existante de la Société pourrait retarder l'atteinte et le respect de principes directeurs, de cibles et d'objectifs;
- les risques relatifs à la reprise des projets mis en veilleuse, y compris l'augmentation des dépenses en immobilisations;
- l'incidence des conditions météorologiques.

La matérialisation de l'un des risques susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, 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 ou pendant des essais pilotes ou autres; ou le risque que les mesures de protection de la propriété intellectuelle de tiers entravent le développement et la mise en œuvre de nouvelles technologies. La réussite de projets intégrant de nouvelles technologies ne peut être garantie. Les avantages reviennent aux sociétés qui peuvent développer et adopter des technologies de pointe plus tôt que leurs concurrents. L'incapacité de développer, de mettre en œuvre et de surveiller les nouvelles technologies peut avoir une incidence sur la capacité de la Société à développer ses activités nouvelles ou existantes d'une façon rentable ou à se conformer aux exigences réglementaires, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

## Effet cumulatif et rapidité des changements

Afin d'atteindre les objectifs commerciaux de Suncor, la Société doit exercer ses activités de façon efficace, fiable et sécuritaire tout en menant à bien des projets de croissance viables de façon sécuritaire et en respectant le budget et les échéanciers. La capacité d'atteindre ces deux ensembles d'objectifs est essentielle pour que Suncor procure de la valeur à ses actionnaires et à ses parties intéressées. Ces objectifs d'affaires ambitieux se font concurrence pour l'obtention des ressources et pourraient avoir une incidence défavorable sur la Société si l'examen des effets cumulatifs des initiatives antérieures et parallèles sur les personnes, les procédés et les systèmes se révélaient déficients. Il se pourrait également que ces objectifs surpassent la capacité de Suncor d'initier et de mettre en œuvre des changements. La matérialisation de l'un des risques susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

## Risque lié aux arrangements conjoints

Suncor a conclu des arrangements conjoints et d'autres ententes contractuelles avec des tiers, y compris des arrangements aux termes desquels d'autres entités exploitent des actifs dont Suncor est propriétaire ou dans lesquels elle a des intérêts. Ces arrangements conjoints comprennent notamment ceux à l'égard de Syncrude, de Fort Hills, d'actifs in situ et d'activités faisant partie des unités d'exploitation « E et P Canada » et « E et P International » de Suncor. 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, notamment le moment où elle engagera des dépenses en immobilisations et le montant de celles-ci, le moment où elle engagera des frais d'exploitation et des frais d'entretien 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. D'importantes décisions d'investissement visant les arrangements conjoints 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, la capacité de la Société 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 et/ou aux engagements en matière 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 des risques susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

### Risques de nature financière

#### Activités de commerce d'énergie et de gestion des risques et exposition à des contreparties

La nature des activités de commerce d'énergie et de gestion des risques de Suncor, qui peuvent utiliser des instruments dérivés financiers pour gérer son exposition aux prix des marchandises et à d'autres risques du marché, crée une exposition à des risques financiers, qui comprennent notamment les suivants :

- le risque que les fluctuations défavorables du prix des marchandises, des taux d'intérêt ou des taux de change occasionnent des pertes financières pour la Société ou lui fassent perdre des occasions;
- le risque que le manque de cocontractants, en raison de la conjoncture du marché ou d'autres circonstances, rende la Société incapable de liquider ou de compenser une position ou incapable de le faire au prix du marché précédent ou autour de ce prix;
- le risque que la Société ne reçoive pas de fonds ou d'instruments de cocontractants au moment prévu, voire jamais;
- le risque que le cocontractant n'exécute pas une de ses obligations envers Suncor;
- le risque de subir une perte par suite d'une erreur humaine ou d'une lacune des systèmes ou mesures de contrôle de la Société;
- le risque de subir une perte parce que des contrats sont inopposables ou que la documentation relative à des opérations n'est pas adéquate.

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

#### Fluctuations des taux de change

Les états financiers consolidés audités 2018 de la Société sont présentés en dollars canadiens. La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de pétrole, de gaz naturel et de produits pétroliers reflètent des prix déterminés par les prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Une partie de la dette de la Société est également libellée en dollars américains. Les résultats financiers de Suncor peuvent donc être considérablement influencés par les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. La Société entend également des activités administrées par ses filiales internationales et, ainsi, dans une

moindre mesure, les résultats de Suncor peuvent être touchés par les taux de change entre le dollar canadien et l'euro et entre la livre sterling et la couronne norvégienne. Ces taux de change pourraient varier considérablement et pourraient donner lieu à une exposition aux devises favorable ou défavorable. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain fera augmenter les produits tirés de la vente des marchandises. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain fera diminuer les produits tirés de la vente des marchandises. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain depuis la date des bilans antérieurs fait augmenter le montant de dollars canadiens nécessaires pour régler les obligations libellées en dollars américains. Au 31 décembre 2018, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, passant de 0,80 \$ au début de 2018 à 0,73 \$. Les fluctuations des taux de change pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

#### Risque lié aux taux d'intérêt

La Société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt canadiens et américains à court terme parce que Suncor conserve une partie importante de sa capacité d'emprunt dans des facilités de crédit renouvelables et à taux variable et du papier commercial et investit l'encaisse excédentaire dans des instruments d'emprunt et des instruments du marché monétaire à court terme. Suncor est également exposée au risque associé au taux d'intérêt lorsque les instruments d'emprunt arrivent à échéance et doivent être refinancés ou lorsque de nouveaux capitaux d'emprunt doivent être mobilisés. La Société est également exposée à la modification des taux d'intérêt dans le cadre des instruments dérivés servant à gérer le portefeuille de dette, y compris les couvertures de nouvelles émissions de titres d'emprunt éventuelles. Une fluctuation défavorable des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

#### Émission de titres d'emprunt et clauses restrictives

Suncor s'attend à ce que les dépenses en immobilisations futures seront financées à même les soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les facilités de crédit engagées disponibles, ainsi que par l'émission de papier commercial et l'accès aux marchés des capitaux. Cette capacité est tributaire, entre autres, des prix des marchandises, de l'état global des marchés financiers et de l'intérêt des institutions financières et des investisseurs à l'égard d'investissements dans l'industrie énergétique, de façon générale, et dans les titres de la Société en particulier. Dans la mesure où les sources externes de capitaux deviennent limitées ou inaccessibles, ou accessibles selon des modalités défavorables, la capacité d'effectuer des dépenses en immobilisations et d'entretenir les biens existants pourrait être restreinte.

Si la Société finance des dépenses en immobilisations en totalité ou en partie en émettant des titres de créance, cela peut faire en sorte que son niveau d'endettement devienne supérieur aux normes du secteur comparativement à des sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire. Selon les programmes d'expansion et de croissance future, la Société pourrait avoir besoin de financement par emprunt supplémentaire qui pourrait ne pas être accessible ou qui pourrait ne pas l'être selon des modalités favorables, notamment des taux d'intérêts et des frais plus élevés. Ni les statuts de Suncor (les « statuts »), ni ses règlements administratifs ne limitent le montant des emprunts pouvant être contractés. Suncor est toutefois assujettie à des engagements aux termes de ses facilités de crédit et cherche à éviter un coût d'emprunt défavorable. Le niveau d'endettement de la Société pourrait nuire à sa capacité d'obtenir du financement supplémentaire en temps opportun afin de saisir les occasions d'affaires qui pourraient se

présenter, et cela pourrait avoir un effet défavorable sur ses notes de crédit.

Suncor est tenue de se conformer à des engagements financiers et en matière d'exploitation aux termes des facilités de crédit et des titres de créance existants. Les engagements sont examinés à la lumière des résultats réels et prévus, et la Société a le pouvoir d'effectuer des changements à ses programmes d'expansion, à sa structure du capital et/ou à sa politique en matière de dividendes afin de se conformer aux engagements pris aux termes des facilités de crédit. Si Suncor ne se conforme pas aux engagements contractés aux termes de ses facilités de crédit et de ses titres d'emprunt, il existe un risque que les modalités de remboursement soient accélérées et/ou que l'accès de la Société aux capitaux soit restreint ou disponible uniquement à des conditions défavorables.

Les agences de notation évaluent régulièrement la Société, y compris ses filiales. Les notations des dettes à long terme et des dettes à court terme de Suncor sont fondées sur un certain nombre de facteurs, notamment la vigueur financière de la Société, ainsi que sur d'autres facteurs qui ne sont pas entièrement du ressort de la Société, notamment les conditions touchant l'industrie pétrolière et gazière en général ainsi que l'état plus vaste de l'économie. Les notes de crédit peuvent être importantes pour les clients ou les contreparties lorsque Suncor livre concurrence dans certains marchés et lorsqu'elle tente de réaliser certaines opérations, notamment des opérations visant des instruments dérivés négociés hors cote. Il existe un risque que l'une ou plusieurs des notes de crédit de Suncor soient abaissées, ce qui pourrait limiter sa capacité d'accéder aux marchés du crédit privés et publics et augmenter le coût d'emprunt de la Société.

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

#### **Redevances, impôts et taxes**

Suncor est assujettie à des redevances ainsi qu'à des impôts et à des taxes imposés par les gouvernements de nombreux territoires.

Les redevances peuvent être touchées par des changements dans les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les volumes de production, ainsi que les dépenses en immobilisations et les frais d'exploitation, par des changements dans la législation ou les CPP existants et par suite de la réalisation d'audits réglementaires visant les documents déposés au cours des années antérieures et d'autres événements imprévus. La décision finale à l'égard de ces événements pourrait avoir une incidence importante sur les charges de redevances de la Société.

Toute augmentation des frais de redevances, des impôts sur les bénéfices, des taxes foncières, des taxes sur le carbone, des redevances, des tarifs, des droits, des quotas, des taxes frontalières ainsi que des autres impôts et taxes et coûts de conformité de Suncor imposés par les gouvernements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

#### **Dividendes et rachats d'actions**

Le versement futur par Suncor de dividendes sur ses actions ordinaires et ses rachats futurs d'actions ordinaires seront tributaires, entre autres, des exigences des bourses de valeurs et de celles en vertu de la loi, de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie de la Société, de la nécessité d'obtenir des fonds afin de financer les activités courantes et les projets de croissance, des clauses restrictives et d'autres questions commerciales que le conseil de la Société pourrait considérer comme pertinentes. Rien ne garantit que Suncor continuera de verser des dividendes ou de racheter des actions à l'avenir.

#### **Remplacement des réserves d'E et P**

La production extracôtère future de Suncor, et donc ses flux de trésorerie et les résultats d'exploitation d'E et P, dépendent fortement de la capacité à tirer parti de son stock de réserves actuel et à acquérir ou à découvrir de nouvelles réserves. Si la Société ne réussit pas à accroître les réserves d'E et P après s'être livrée à des activités d'exploration, d'acquisition ou de mise en valeur, la production de Suncor tirée de ses actifs extracôtiers diminuera progressivement au fur et à mesure que les réserves s'épuiseront. Les activités d'exploration, de mise en valeur ou d'acquisition de réserves exigent des capitaux importants. Si les flux de trésorerie de Suncor ne suffisent pas à financer les dépenses en immobilisations et que les sources de capitaux externes deviennent limitées ou ne sont plus disponibles, Suncor pourra difficilement faire les dépenses en immobilisations requises pour maintenir et accroître ses réserves. En outre, il se pourrait que Suncor soit incapable de mettre en valeur ou d'acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer sa production de pétrole brut et de gaz naturel à un coût acceptable.

#### **Incertitudes influant sur les estimations des réserves**

Il existe de nombreuses incertitudes liées à l'estimation des quantités des réserves, notamment bon nombre de facteurs indépendants de la volonté de la Société. La production, les produits des activités ordinaires, les redevances, les taxes et impôts et les frais de développement et d'exploitation réels de Suncor par rapport aux réserves de la Société différeront de ses estimations, et ces écarts pourraient être importants. On se reportera à la rubrique « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz - Facteurs de risque et incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves » de la présente notice annuelle.

#### **Fournisseurs de services tiers**

Les entreprises 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 de Suncor et installations détenues en propriété conjointe, notamment l'électricité. Une interruption de service ou une disponibilité limitée de l'un de ces tiers pourraient également avoir une incidence grave sur les activités et les plans de croissance de Suncor. Les contraintes au niveau des pipelines qui touchent la capacité de transport ou l'approvisionnement en intrants, tels que l'hydrogène et l'électricité, pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société de maintenir la production aux niveaux optimaux. Les perturbations de service des pipelines pourraient avoir une incidence défavorable sur les prix des marchandises, les prix réalisés par Suncor, les activités de raffinage et les volumes des ventes ou limiter la capacité de la Société à réaliser et à livrer la production. Ces interruptions pourraient être causées par l'incapacité du pipeline de 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 et/ou de l'offre accrue de pétrole brut sont survenues dans le passé et pourraient survenir dans l'avenir. Il existe un risque que des interruptions de service de tiers aient une incidence sur la production de Suncor ou les prix réalisés par celle-ci, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

#### **Exploitations à l'étranger**

La Société possède des exploitations dans divers pays ayant des systèmes politiques, économiques et sociaux différents. Par conséquent, les exploitations et les actifs connexes de la Société sont assujetties 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 anti-corruption 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 R.-U.;
- 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 estimer qu'ils commanditent le terrorisme).

En cas de différents touchant les exploitations de la Société à l'étranger, cette dernière pourrait être assujettie à la compétence exclusive de tribunaux étrangers et pourrait 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 local.

L'incidence que pourraient avoir des attaques terroristes, des hostilités régionales ou des événements de violence politique futurs éventuels, comme ceux qui ont été observés en Libye et en Syrie, sur l'industrie du pétrole et du gaz, et sur nos activités en particulier, n'est pas connue pour le moment. Une telle incertitude pourrait toucher les activités de façon imprévisible, notamment 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 dans l'avenir afin de protéger ses actifs contre des 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 en matière de sécurité et les conséquences financières connexes.

Malgré la formation offerte par Suncor et ses politiques relatives aux paiements illicites et aux autres formes de corruption, il existe un risque que Suncor, ou certains de ses employés ou de ses sous-traitants, soient accusés de paiements illicites ou de corruption. Toute infraction du genre pourrait entraîner de lourdes pénalités. Une simple allégation d'un comportement de ce type pourrait nuire à la capacité de Suncor de collaborer avec des gouvernements ou des organisations non gouvernementales et pourrait entraîner son exclusion officielle d'un pays ou d'une région ainsi que des sanctions, des amendes, des annulations ou des retards dans le cadre de projets, l'incapacité de réunir 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 l'entreprise, 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 la capacité de la Société 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 actuelle ait atténué partiellement cet effet, il n'en demeure pas moins qu'il s'agit d'un risque à gérer. Le vieillissement de la main-d'œuvre existante de la Société représente une pression supplémentaire. La disponibilité d'entrepreneurs spécialisés et compétents pour les activités actuelles et futures peut également constituer un risque, selon la conjoncture du marché. De même, l'approvisionnement en matériaux pourrait être restreint étant donné l'effectif réduit de nombreuses installations de fabrication. Ces risques pourraient se répercuter de façon sensible sur la capacité de Suncor d'exercer ses activités avec efficacité et de manière sécuritaire et de réaliser tous les projets dans le respect des délais et du budget, et ces répercussions pourraient être importantes.

La réussite de la Société 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 termes de la Société devraient continuer de revêtir une grande importance dans un avenir prévisible.

### Relations de travail

Les employés horaires des installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor (exception faite du projet MacKay River), de toutes les raffineries de la Société, et de la plupart des exploitations de terminal et de distribution de la Société sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 32 % des employés de la Société étaient visés par des conventions collectives à la fin de 2018. Des négociations concernant de nouvelles conventions collectives sont en cours à l'égard de 12 installations réparties dans l'ensemble de la Société. Toute interruption de travail qui viserait les employés de la Société (y compris à la suite d'une grève ou d'un lock-out), des corps de métier contractuels travaillant aux projets ou dans les installations de la Société, ou dans 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 l'entreprise de Suncor.

### Revendications territoriales et consultation des Autochtones

Des peuples autochtones ont revendiqué des titres et droits ancestraux à l'égard de certaines parties de l'Ouest canadien. De plus, des peuples autochtones ont déposé contre des participants de l'industrie des réclamations qui se rapportent en partie à des revendications territoriales pouvant avoir une incidence sur l'entreprise de la Société.

L'exigence de consulter les peuples autochtones à l'égard des projets pétroliers et gaziers et des infrastructures connexes s'est également accrue au cours des dernières années. De plus, le

gouvernement fédéral canadien et le gouvernement provincial de l'Alberta se sont engagés à renouveler leurs relations avec les peuples autochtones du Canada. Le gouvernement fédéral a déclaré qu'il appuie désormais sans réserve la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* (la « Déclaration ») et que le Canada vise « rien de moins que l'adoption et l'application de la Déclaration, conformément à la Constitution canadienne ». Le gouvernement fédéral a récemment annoncé son appui à un projet de loi privé, le projet de loi C-262 intitulé *Loi visant à assurer l'harmonie des lois fédérales avec la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*, qui promeut la pleine adoption de la Déclaration dans le droit canadien. Ce projet de loi devrait être adopté par le Sénat et entrer en vigueur au deuxième trimestre de 2019. En outre, le gouvernement de l'Alberta étudie actuellement la meilleure façon de mettre en œuvre les principes et les objectifs de la Déclaration de manière conforme à la Constitution et au droit albertain. À l'heure actuelle, les modalités d'intégration de la Déclaration au droit canadien et l'incidence de la Déclaration sur l'obligation de la Couronne de consulter les peuples autochtones demeurent inconnues.

Suncor est incapable d'évaluer l'effet, le cas échéant, que pourraient avoir les revendications territoriales, les exigences de consultation avec les peuples autochtones ou l'adoption de la Déclaration dans le droit canadien sur l'entreprise de Suncor; toutefois, il pourrait être important.

#### Risque lié aux poursuites

Il existe un risque que Suncor ou les entités dans lesquelles elle a 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 dans le cadre de ces poursuites, y compris, sans s'y limiter, des allégations concernant des dommages causés à l'environnement, les changements climatiques et leurs effets, la violation de contrat, la responsabilité civile des produits, la violation des lois antitrust, des paiements illicites et d'autres formes de corruption, la violation des lois fiscales, la contrefaçon de brevets, l'information fournie, des questions liées à l'emploi, et une attaque, une intrusion ou un accès non autorisé à l'égard des technologies de l'information et des infrastructures connexes 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 intenter d'autres poursuites. Suncor pourrait également faire l'objet d'une publicité négative et d'atteintes à sa réputation associées à ces questions, qu'elle soit

déclarée responsable ou non par la suite. Il existe un risque que l'issue de ces poursuites ait une incidence défavorable sur la Société et/ou que la Société ait à engager des dépenses importantes ou à affecter des ressources importantes afin d'opposer une défense à ces poursuites, dont le succès ne peut être garanti.

#### Risque commercial lié à l'ACEUM

Si l'ACEUM est ratifié, le Canada ne sera plus assujéti aux dispositions de proportionnalité qui figurent dans le chapitre relatif à l'énergie de l'ALENA. La ratification devrait donc permettre d'étendre les exportations pétrolières et gazières au-delà des États-Unis, et entraîner une modification des règles d'origine applicables au pétrole et au gaz, qui permettra aux exportateurs canadiens de se qualifier plus facilement pour le régime d'admission en franchise à l'égard des expéditions aux États-Unis. Le Canada doit toutefois aviser les États-Unis de son intention d'entamer des pourparlers de libre-échange avec des économies non marchandes (*non-market economies*) en vertu de l'ACEUM, ce qui pourrait inclure la Chine ou tout autre importateur de pétrole et de gaz canadien. Bien que l'ACEUM ait été signé, les législateurs de chacun des trois pays ne l'ont pas encore ratifié selon les processus législatifs qui leur sont propres pour que celui-ci entre en vigueur et remplace l'ALENA. Le processus de ratification dans chacun de ces pays n'est pas encore achevé, et son issue est donc incertaine. Si l'ACEUM n'est pas ratifié et adopté par les trois pays, les conditions relatives au commerce des ressources énergétiques pourraient être modifiées de manière défavorable à la Société. Il pourrait en découler un effet négatif important sur la vente et le transport des produits de Suncor en Amérique du Nord, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

#### Contrôles

En fonction de leurs limites intrinsèques, les contrôles et procédures en matière de présentation de l'information et le contrôle interne en matière de présentation de l'information financière peuvent ne pas empêcher ou déceler les fausses déclarations, et même les contrôles estimés efficaces ne peuvent fournir une assurance raisonnable relativement à la préparation et à la présentation des états financiers. L'incapacité des contrôles d'empêcher, de déceler et de corriger les fausses déclarations pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

## DIVIDENDES

Le conseil d'administration a établi une pratique de versement trimestriel des dividendes. Suncor examine sa capacité de verser des dividendes à l'occasion en regard des exigences en vertu de la loi, de la situation financière de la Société, des besoins de financement aux fins de la croissance, des flux de trésorerie et d'autres facteurs. Le conseil a approuvé un dividende trimestriel de 0,29 \$ par action ordinaire pour chaque trimestre de 2016, un dividende trimestriel de 0,32 \$ par action ordinaire pour chaque trimestre de 2017 et un dividende trimestriel de 0,36 \$ par action ordinaire pour chaque trimestre de 2018. Les dividendes sont payés lorsque le conseil en déclare sous réserve des lois applicables.

Exercice terminé le 31 décembre	2018	2017	2016
Dividendes au comptant par action ordinaire (\$)	1,44	1,28	1,16



## DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Le capital-actions autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires, d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série et appelées actions privilégiées de rang supérieur et d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série appelées actions privilégiées de rang inférieur.

Au 31 décembre 2018, il y avait 1 584 484 163 actions ordinaires émises et en circulation. À la connaissance du conseil d'administration et des membres de la haute direction de Suncor, aucune personne n'a la propriété véritable ou le contrôle de 10 % ou plus des droits de vote rattachés à une catégorie de titres à droit de vote de la Société. Les porteurs d'actions ordinaires peuvent assister à toutes les assemblées des actionnaires et y voter à raison d'une voix pour chaque action ordinaire qu'ils détiennent. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes déclarés par le conseil sur les actions ordinaires et de participer à toute répartition de l'actif de la Société entre ces actionnaires aux fins de mettre un terme aux affaires de celle-ci. Les porteurs d'actions ordinaires auront le droit de participer proportionnellement à toutes les distributions sur cet actif.

### Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada

La *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada* exige que les statuts de Suncor comprennent certaines restrictions sur la propriété et l'exercice des droits de vote rattachés aux actions à droit de vote de la Société. Les actions ordinaires de Suncor sont des actions à droit de vote. Aucune personne, ni aucune personne ayant des liens avec cette personne, ne peut souscrire, transférer à cette personne, détenir, être propriétaire véritable ou contrôler autrement qu'au moyen d'une sûreté seulement, des actions à droit de vote de Suncor auxquelles sont rattachés plus de 20 % des voix rattachées à toutes les actions à droit de vote en circulation de Suncor ou exercer globalement les droits de vote rattachés à un tel nombre de ses actions. Parmi les restrictions supplémentaires, mentionnons les dispositions relatives à la suspension des droits de vote, à la saisie des dividendes, aux interdictions de transferts d'actions, à la vente forcée d'actions et au rachat et à la suspension d'autres droits des actionnaires. Le conseil peut à l'occasion exiger que les porteurs d'actions à droit de vote, les personnes qui souscrivent de telles actions et certaines autres personnes fournissent des déclarations prévues par la loi en ce qui a trait à la propriété d'actions à droit de vote et à certaines autres questions relevant de l'application des restrictions. Il est interdit à Suncor d'accepter des souscriptions à l'égard d'actions à droit de vote, d'émettre de telles actions ou d'enregistrer le transfert de telles actions si cela entraîne une violation des restrictions en matière de propriété individuelle.

Aux termes de la *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada*, les statuts de Suncor comprennent également des dispositions exigeant que Suncor maintienne son siège social à Calgary, en Alberta; interdisant à Suncor de vendre ou de transférer la totalité ou la quasi-totalité de son actif dans le cadre d'une seule opération ou de plusieurs opérations reliées ou d'autrement disposer de telles actions en faveur d'une personne ou d'un groupe de personnes associées, ou à des non-résidents, sauf au moyen d'une sûreté consentie uniquement en lien avec le financement de Suncor; et exigeant que Suncor fasse en sorte (et adopte, à l'occasion, des politiques décrivant la manière par laquelle Suncor respectera cette exigence) que tout membre du public puisse, dans l'une ou l'autre des langues officielles du Canada (le français ou l'anglais), communiquer avec le siège social de Suncor et obtenir les services disponibles de celui-ci et puisse faire de même pour les autres installations à l'égard desquelles Suncor établit qu'il y a une demande importante de communication ou de fourniture de services dans l'une de ces deux langues.

### Notes de crédit

L'information qui suit à l'égard des notes de crédit de la Société est fournie relativement au coût du financement et à la situation de trésorerie de la Société. En particulier, la capacité de la Société d'accéder aux marchés du financement non garanti et à exercer certaines activités de nantissement efficaces dépend principalement du maintien de notes de crédit concurrentielles. Par ailleurs, l'abaissement des notes de crédit de la Société pourrait avoir des effets défavorables sur la capacité de la Société à financer ses projets de croissance ou sur l'accès aux marchés financiers ainsi que sur la capacité de la Société de conclure des opérations sur instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités et sur le coût de ces opérations et pourrait forcer la Société à fournir des garanties additionnelles dans le cadre de certains contrats.

Le tableau qui suit indique les notes émises pour Suncor Énergie Inc. par les agences de notation indiquées dans les présentes en date du 27 février 2019. Les notes de crédit ne sont pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres de créance puisqu'elles ne donnent aucune indication quant au cours des titres ou à leur pertinence pour un investisseur donné. Les notes peuvent ne pas rester en vigueur pour une période donnée ou peuvent être révisées ou retirées entièrement en tout temps par une agence de notation à l'avenir si, de l'avis de celle-ci, les circonstances le justifient.

	Titres de rang supérieur non assortis d'une sûreté <sup>(1)</sup>	Perspectives	Papier commercial canadien	Papier commercial américain
Standard & Poor's (S&P)	A-	Stables	A-1 (bas)	A-2
Dominion Bond Rating Service (DBRS)	A (bas)	Stables	R-1 (bas)	Aucune note
Moody's Investors Service (Moody's)	Baa1	Stables	Aucune note	P-2

- (1) Les titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de Suncor Energy Ventures Corporation, filiale en propriété exclusive de Suncor, qui est indirectement propriétaire d'une participation de 36,74 % dans l'exploitation conjointe Syncrude qui appartenait auparavant à COS (voir la rubrique « Liens intersociétés ») sont notés A- (stable) par S&P et Ba3 (stable) par Moody's. DBRS n'attribue pas de note de crédit distincte à Suncor Energy Ventures Corporation.

Les notes de crédit de S&P pour la dette à long terme se situent sur une échelle de notation allant de AAA à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A de S&P vient au troisième rang des 10 catégories de notation. Une obligation ayant obtenu la note A

est légèrement plus exposée aux effets défavorables découlant d'une modification des circonstances et de la conjoncture économique que les obligations des catégories de notes supérieures (AA ou AAA); toutefois, la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation

demeure solide. L'ajout d'un signe plus (+) ou moins (-) après la note indique la position relative de la note au sein d'une catégorie de notation donnée. Les notes de crédit de S&P pour le papier commercial se trouvent sur une échelle de notation de la dette à court terme allant de A-1 à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. Une note canadienne par S&P de A-1 (bas) vient au troisième rang des huit catégories, et une note américaine de A-2 vient au deuxième rang des six catégories, ce qui indique une vulnérabilité légèrement plus grande aux effets défavorables des changements dans les circonstances et la conjoncture économique que les obligations des catégories supérieures; la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation est satisfaisante.

Les notes de crédit de DBRS pour la dette à long terme se situent sur une échelle de notation allant de AAA à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A de DBRS vient au troisième rang des 10 catégories de notation et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une bonne qualité de crédit, avec une importante capacité de paiement des obligations financières, mais ayant une qualité de crédit moindre qu'une note AA. Les entités dans la catégorie A peuvent être vulnérables à des événements futurs, mais les facteurs négatifs admissibles sont considérés comme gérables. Toutes les catégories de notation à l'exception des catégories AAA et D comportent également des désignations (élevé) et (bas). L'attribution de la désignation (élevé) ou de la désignation (bas) au sein d'une catégorie de notation indique la position relative au sein de cette catégorie. L'absence de la désignation (élevé) ou de la désignation (bas) indique que la note se situe au centre de la catégorie. Les notes de crédit de DBRS pour le papier commercial se trouvent sur une échelle de notation de la dette à court terme allant de R-1 (élevé) à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note de R-1 (faible) de DBRS vient au troisième

rang des 10 catégories de notation et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières à court terme au moment de l'exigibilité de celles-ci est importante, et la qualité globale n'est pas aussi favorable que pour les catégories de notation plus élevées. Les entités de cette catégorie peuvent être vulnérables aux événements futurs, mais les facteurs négatifs admissibles sont considérés comme gérables. Les catégories de papier commercial R-1 et R-2 sont assorties des désignations (élevé), (moyen) et (faible).

Les notes de crédit de Moody's pour la dette à long terme se situent sur une échelle de notation allant de Aaa à C, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note Baa de Moody's vient au quatrième rang des neuf catégories de notation. Les obligations ayant reçu la note Baa sont considérées comme de qualité moyenne et assujetties à un risque de crédit modéré et, à ce titre, peuvent comporter certaines caractéristiques de spéculation. La note Ba de Moody's vient au cinquième rang des neuf catégories de notation. Les obligations ayant reçu la note Ba sont considérées comme spéculatives et sont assujetties à un risque de crédit important. Pour les catégories de notation Aa à Caa, Moody's ajoute les indicateurs numériques 1, 2 ou 3 à chaque catégorie de notation générique. L'indicateur 1 indique que l'obligation se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notation générique, l'indicateur 2, une note médiane et l'indicateur 3, une note qui se situe à l'extrémité inférieure de cette catégorie de notation générique. La note P-2 de Moody's pour le papier commercial vient au deuxième rang des quatre catégories de notation et indique une forte capacité à rembourser les obligations à court terme.

Suncor a versé à S&P, à DBRS et à Moody's leurs honoraires usuels liés à l'attribution des notes qui précèdent. Au cours des deux dernières années, Suncor n'a pas versé de sommes à S&P, à DBRS ou à Moody's pour des services non liés à l'attribution de ces notes.



## MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les actions ordinaires de Suncor sont inscrites à la cote de la TSX au Canada et de la NYSE aux États-Unis. Les cours extrêmes des actions ordinaires et le volume de négociation de celles-ci à la TSX pour l'exercice terminé le 31 décembre 2018 sont les suivants :

### TSX

	Cours extrêmes (\$ CA)		Volume des opérations (en milliers)
	Haut	Bas	
<b>2018</b>			
Janvier	47,69	44,25	55 972
Février	44,85	40,82	68 609
Mars	44,86	40,49	71 489
Avril	49,89	43,26	66 815
Mai	53,43	48,45	70 442
Juin	54,39	50,46	70 006
Juillet	55,47	52,64	54 257
Août	54,84	51,49	46 222
Septembre	54,02	49,65	55 972
Octobre	51,78	43,12	96 654
Novembre	46,28	42,18	88 704
Décembre	44,09	35,53	97 260

Pour obtenir des renseignements à l'égard des options d'achat d'actions ordinaires de Suncor et des actions ordinaires émises à l'exercice des options, voir la note « Rémunération fondée sur des actions » des états financiers consolidés audités 2018, qui sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle et qui peuvent être consultés sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

### Administrateurs

Le tableau qui suit présente les administrateurs de Suncor en date des présentes. Le mandat de chaque administrateur débute à la date de l'assemblée à laquelle il a été élu ou nommé et prend fin à l'assemblée annuelle des actionnaires ou à la date à laquelle son successeur est élu ou nommé.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Patricia M. Bedient <sup>(2)(3)</sup> Washington (États-Unis)	Administratrice depuis 2016 Indépendante	Patricia Bedient a pris sa retraite à titre de vice-présidente directrice de Weyerhaeuser Company (« Weyerhaeuser »), l'une des plus grandes sociétés de produits forestiers intégrée du monde, avec prise d'effet le 1 <sup>er</sup> juillet 2016. De 2007 à février 2016, elle occupait également le poste de chef des finances de Weyerhaeuser. Auparavant, elle a occupé divers postes de direction dans les domaines des finances et de la planification stratégique chez Weyerhaeuser après être entrée au service de cette société en 2003. Avant de se joindre à Weyerhaeuser, elle a travaillé pendant 27 ans chez Arthur Andersen LLP, où elle a assumé en dernier lieu les fonctions d'associée directrice pour le bureau de Seattle et d'associée responsable des activités relatives aux produits forestiers de la société. M <sup>me</sup> Bedient siège au conseil d'administration d'Alaska Air Group, Inc. et au conseil d'administration de Park Hotels & Resorts Inc., en plus de siéger au conseil des fiduciaires de l'Overlake Hospital Medical Center, au conseil des fiduciaires de l'Oregon State University et au conseil consultatif de la Foster School of Business de la University of Washington. Elle a acquis une notoriété nationale en 2012 lorsque le Wall Street Journal l'a nommée parmi les 25 meilleurs chefs des finances aux États-Unis. Elle est membre de l'American Institute of CPAs et de la Washington Society of CPAs. M <sup>me</sup> Bedient a obtenu un baccalauréat en administration des affaires avec concentrations en finances et en comptabilité de l'Oregon State University en 1975.
Mel E. Benson <sup>(1)(2)</sup> Alberta (Canada)	Administrateur depuis 2000 Indépendant	Mel Benson est président de Mel E. Benson Management Services Inc., cabinet international d'experts conseils qui œuvre dans plusieurs pays en se concentrant surtout sur les négociations avec les Premières nations et les entreprises. M. Benson a pris sa retraite d'Exxon International et de Compagnie Pétrolière Impériale Canada en 2000 après une longue carrière en tant que gestionnaire de l'exploitation et membre important de la gestion de projets. Pendant qu'il était installé à Houston, Texas, M. Benson a travaillé à des projets internationaux en Afrique et dans l'ancienne Union soviétique. M. Benson est membre de la nation crie de Beaver Lake, située dans le nord-est de l'Alberta. En 2015, M. Benson a été intronisé au Temple de la renommée des entreprises autochtones et a reçu le prix pour l'ensemble de ses réalisations; il avait précédemment reçu le prix Indspire Award for Business.
Dominic D'Alessandro <sup>(3)(4)(5)</sup> Ontario (Canada)	Administrateur depuis 2009 Indépendant	Dominic D'Alessandro a été président et chef de la direction de la Société Financière Manuvie de 1994 à 2009 et est actuellement administrateur du Groupe CGI inc. En reconnaissance de ses nombreuses réalisations dans le monde des affaires, M. D'Alessandro a été reconnu comme le chef de la direction le plus respecté du Canada en 2004 et comme le chef de la direction de l'année en 2002, et il a été intronisé à l'Insurance Hall of Fame en 2008. M. D'Alessandro est officier de l'Ordre du Canada et a été nommé Commandateur de l'ordre de l'étoile d'Italie. En 2009, il a reçu le Woodrow Wilson Award for Corporate Citizenship et, en 2005, le Horatio Alger Award pour son leadership dans la collectivité. M. D'Alessandro est FCA et est titulaire d'un baccalauréat ès sciences de l'Université Concordia, de Montréal. Il est également titulaire de doctorats honorifiques de l'Université York, de l'Université d'Ottawa, de la Ryerson University et de l'Université Concordia.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
John D. Gass <sup>(1)(4)</sup> Floride (États-Unis)	Administrateur depuis 2014 Indépendant	John Gass a occupé les postes de vice-président chez Chevron Corporation, une grande société pétrolière et gazière intégrée, et de président chez Chevron Gas and Midstream de 2003 jusqu'à sa retraite en 2012. Il a acquis une vaste expérience internationale, ayant occupé divers postes liés à l'exploitation dans le secteur du pétrole et du gaz et assumé de plus en plus de responsabilités tout au long de sa carrière. M. Gass agit à titre d'administrateur de Southwestern Energy Company et de Weatherford International plc. Il est aussi membre du conseil consultatif du Vanderbilt Eye Institute. M. Gass est titulaire d'un baccalauréat en génie civil de la Vanderbilt University de Nashville, au Tennessee. Il détient également une maîtrise en génie civil de la Tulane University de la Nouvelle-Orléans, en Louisiane. M. Gass réside actuellement en Floride. Il est membre de l'American Society of Civil Engineers et de la Society of Petroleum Engineers.
Dennis M. Houston <sup>(1)(2)</sup> Texas (États-Unis)	Administrateur depuis 2018 Indépendant	Dennis Houston était vice-président directeur d'ExxonMobil Refining & Supply Company, président du conseil et président d'ExxonMobil Sales & Supply LLC et président du conseil de Standard Tankers Bahamas Limited jusqu'à son départ à la retraite en 2010. Il avait occupé auparavant divers postes en gestion et en génie au sein des activités intermédiaires et en aval de l'organisation d'ExxonMobil. M. Houston compte environ 40 ans d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier, dont plus de 35 années auprès d'ExxonMobil et de ses sociétés liées. Il est membre du conseil d'administration d'Argus Media Limited et du conseil d'administration de GasLog Ltd. Il est titulaire d'un baccalauréat en génie chimique de la University of Illinois et d'un doctorat honorifique en administration publique de la Massachusetts Maritime Academy. M. Houston a fait partie de plusieurs conseils consultatifs, dont le National Infrastructure Advisory Council, auquel il avait été nommé par le président George H.W. Bush, le Chemical Sciences Leadership Council de la University of Illinois et le conseil consultatif du Center for Energy, Marine Transportation & Public Policy de la Columbia University. M. Houston est également membre du conseil de la Alexander S. Onassis Public Benefit Foundation, est consul honoraire de la Principauté de Liechtenstein dans la région du Texas et fait partie du conseil du groupe de sociétés de l'American Bureau of Shipping.
Brian P. MacDonald <sup>(3)(4)</sup> Floride (États-Unis)	Administrateur depuis 2018 Indépendant	Brian MacDonald a été président et chef de la direction de CDK Global, Inc., fournisseur mondial de premier plan de solutions intégrées de technologie de l'information et de marketing numérique pour le commerce de détail automobile et les secteurs connexes, de 2016 à novembre 2018. Avant de se joindre à CDK Global, Inc., M. MacDonald a été chef de la direction et président de Hertz Equipment Rental Corporation et chef de la direction intérimaire de Hertz Corporation. M. MacDonald était auparavant président et chef de la direction d'ETP Holdco Corporation, entité formée à la suite de l'acquisition par Energy Transfer Partners de Sunoco Inc., dont M. MacDonald était président du conseil, président et chef de la direction, pour la somme de 5,3 G\$. Il a été chef des finances de Sunoco Inc. et a occupé des postes de direction financière chez Dell Inc. Avant d'entrer au service de Dell Inc., M. MacDonald a occupé pendant plus de 13 ans plusieurs postes de direction financière chez General Motors Corporation en Amérique du Nord, en Asie et en Europe. Auparavant, il a siégé au conseil d'administration de Computer Sciences Corporation (maintenant DXC Technology Company), d'Ally Financial Inc., de Sunoco Inc., de Sunoco Logistics L.P. et de CDK Global, Inc. M. MacDonald a obtenu un MBA de l'Université McGill et un baccalauréat en sciences, avec une concentration en chimie, de la Mount Allison University.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Maureen McCaw <sup>(3)(4)</sup> Alberta (Canada)	Administratrice depuis 2004 (Petro-Canada, de 2004 au 31 juillet 2009) Indépendante	Maureen McCaw était jusqu'à tout récemment vice-présidente directrice de Léger Marketing, la plus grande société fermée spécialisée dans les études de marché du Canada, et est l'ancienne présidente de Criterion Research, société qu'elle a fondée. M <sup>me</sup> McCaw est actuellement administratrice du Centre de musique Francis Winspear et de l'Orchestre symphonique d'Edmonton ainsi que de Conservation de la nature Canada. Auparavant, elle a siégé au sein de plusieurs conseils, notamment à titre de présidente du Conseil de fiducie du Régime de retraite de Radio-Canada et du conseil de l'Aéroport international d'Edmonton. Elle a également été membre du conseil d'administration de la Société Radio-Canada et présidente de la Chambre de commerce d'Edmonton. M <sup>me</sup> McCaw a terminé un programme à l'intention des cadres de la Columbia Business School en comptabilité financière et est titulaire de la désignation IAS.A.
Eira M. Thomas <sup>(1)(2)</sup> Colombie-Britannique (Canada)	Administratrice depuis 2006 Indépendante	Eira Thomas est une géologue canadienne comptant plus de 20 ans d'expérience dans le secteur canadien du diamant. Elle est actuellement chef de la direction et administratrice de Lucara Diamond Corp., société productrice de diamants cotée en bourse. Par le passé, elle a été chef de la direction et administratrice de Kaminak Gold Corporation, vice-présidente d'Aber Resources, maintenant Dominion Diamond Corp., et fondatrice et chef de la direction de Stornoway Diamond Corp.
Steven W. Williams <sup>(5)</sup> Alberta (Canada)	Administrateur depuis décembre 2011 Non indépendant, membre de la direction	Steve Williams est chef de la direction de Suncor. Sa carrière chez Suncor a débuté en mai 2002 lorsqu'il s'est joint à la Société à titre de vice-président directeur, Expansion de l'entreprise et chef des finances. Il a également agi à titre de vice-président directeur, Sables pétrolifères et de chef de l'exploitation. M. Williams compte plus de 40 ans d'expérience dans le secteur international de l'énergie, dont 18 ans chez Esso/Exxon. M. Williams est titulaire d'un baccalauréat avec spécialisation en génie chimique de la Exeter University et est fellow de l'Institution of Chemical Engineers. Il est diplômé du programme d'économie de l'entreprise de la Oxford University ainsi que du programme de gestion avancée de la Harvard Business School. En 2016, M. Williams a été nommé au conseil d'administration de la nouvelle société Alcoa Corporation. Il est membre du conseil d'administration du Conseil canadien des affaires et est membre de l'Institut des administrateurs de sociétés et de la National Association of Corporate Directors. Il soutient activement les organisations sans but lucratif. M. Williams fait depuis longtemps campagne en faveur du développement durable au sein du secteur de l'énergie et crée des ponts entre les secteurs de l'environnement et de l'économie. En 2005, il a été nommé à la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie par le premier ministre du Canada. Il est également membre du comité consultatif de la Commission de l'écofiscalité du Canada depuis sa création. Il est l'un des 12 chefs de la direction fondateurs de la COSIA et a été invité à assister à la Conférence des Nations Unies sur le changement climatique 2015 (COP21) à Paris, en France, en tant que membre officiel de la délégation du gouvernement du Canada.
Michael M. Wilson Alberta (Canada)	Administrateur depuis 2014 Indépendant	Michael Wilson a occupé les postes de président et de chef de la direction d'Agrium Inc., un fournisseur dans le commerce du détail de produits et services agricoles et un fabricant et négociant de nutriments sur le marché agricole en gros, de 2003 jusqu'à sa retraite en 2013. Il avait auparavant occupé les postes de vice-président directeur et de chef de l'exploitation. M. Wilson a acquis une vaste expérience dans le secteur de la pétrochimie ayant agi à titre de président de Methanex Corporation et occupé divers postes comportant de plus en plus de responsabilités en Amérique du Nord et en Asie auprès de Dow Chemical Company. M. Wilson est titulaire d'un baccalauréat en génie chimique de la Waterloo University et siège actuellement aux conseils d'Air Canada et de Celestica Inc.

(1) Comité des ressources humaines et de la rémunération

(2) Comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable

(3) Comité d'audit

(4) Comité de gouvernance

(5) MM. D'Alessandro et Williams prendront leur retraite à la levée de l'assemblée annuelle 2019 des actionnaires de Suncor.

## Membres de la haute direction

Le tableau qui suit présente les membres de la haute direction de Suncor.

Nom	Lieu de résidence	Fonction
Steve Williams <sup>(1)</sup>	Alberta (Canada)	Chef de la direction
Mark Little <sup>(1)</sup>	Alberta (Canada)	Président et chef de l'exploitation
Eric Axford	Alberta (Canada)	Vice-président directeur et chef du développement durable
Alister Cowan	Alberta (Canada)	Vice-président directeur et chef des finances
Mike MacSween	Alberta (Canada)	Vice-président directeur, Amont
Steve Reynish	Alberta (Canada)	Vice-président directeur, Stratégie et services d'exploitation
Kris Smith	Ontario (Canada)	Vice-président directeur, Aval
Paul Gardner	Alberta (Canada)	Vice-président principal, Ressources humaines
Arlene Strom	Alberta (Canada)	Vice-présidente principale, chef du contentieux et secrétaire générale

- (1) M. Williams prendra sa retraite à la levée de l'assemblée annuelle 2019 des actionnaires de Suncor, moment où M. Little assumera le poste de président et chef de la direction. M. Little se présentera également aux fins d'élection au conseil d'administration à l'assemblée annuelle 2019 des actionnaires de Suncor.

Tous les membres de la haute direction ont occupé des postes auprès de Suncor au cours des cinq dernières années, exclusion faite de M. Cowan qui, immédiatement avant de se joindre à Suncor en 2014, était chef des finances de Husky Energy Inc.

Au 22 février 2019, les administrateurs et membres de la haute direction de Suncor avaient, collectivement, la propriété véritable ou le contrôle, directement ou indirectement, de 933 132 actions ordinaires de Suncor, ce qui représente 0,06 % des actions ordinaires en circulation de Suncor.

### Interdictions d'opérations, faillites, pénalités ou sanctions

Aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor n'est, en date des présentes, ou n'a été, au cours des 10 dernières années, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société (y compris Suncor) qui :

- a) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance refusant à la société en question le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs et qui a été prononcée pendant que l'administrateur, le chef de la direction ou le chef des finances exerçait de telles fonctions; ou
- b) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance refusant à l'émetteur en question le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs et qui a été prononcée après que l'administrateur ou le membre de la haute direction a cessé d'exercer les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances, en raison d'un événement survenu pendant qu'il exerçait de telles fonctions.

En date des présentes, aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor ni aucune de leurs sociétés de portefeuille respectives ni aucun actionnaire détenant un nombre suffisant de titres pour avoir une incidence importante sur le contrôle de Suncor :

- a) n'est ou n'a été, au cours des 10 dernières années, administrateur ou membre de la direction d'une société

(y compris Suncor) qui, pendant que cette personne exerçait de telles fonctions ou dans un délai de un an après que cette personne a cessé d'exercer de telles fonctions, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a été poursuivie par ses créanciers, a conclu un arrangement ou une transaction avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un arrangement ou une transaction avec eux, ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses actifs, à l'exception de M. Benson, qui était administrateur de Winalta Inc. (« Winalta ») lorsque celle-ci a obtenu, le 26 avril 2010, une ordonnance de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta lui accordant une protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada). Un plan d'arrangement à l'égard de Winalta a été confirmé par les tribunaux plus tard au cours de cette même année, et M. Benson a cessé d'être administrateur de Winalta en mai 2013;

- b) au cours des 10 dernières années, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité ou a été poursuivie par ses créanciers, conclu un arrangement ou une transaction avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un arrangement ou une transaction avec eux, ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses actifs.

Aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor, ni aucune de leurs sociétés de portefeuille personnelles respectives, ne s'est vu imposer :

- a) des amendes ou des sanctions par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ou a conclu un règlement avec celle-ci;
- b) toute autre amende ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement

## RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT

Le mandat du comité d'audit est reproduit à l'annexe A de la présente notice annuelle.

### Composition du comité d'audit

Le comité d'audit est composé de M<sup>me</sup> Bedient (présidente), de M. D'Alessandro, de M. MacDonald et de M<sup>me</sup> McCaw. Tous les membres sont indépendants et possèdent des compétences financières. La formation et l'expérience de chaque membre ayant servi à établir leurs compétences financières sont décrites à la rubrique « Administrateurs et membres de la haute direction » de la présente notice annuelle.

Tous les administrateurs qui sont membres du comité d'audit ou dont la candidature a été soumise en vue de leur nomination à ce comité doivent, en plus de satisfaire aux exigences relatives à l'indépendance, posséder les compétences financières indiquées par le conseil d'administration. De plus, au moins un membre du comité d'audit doit être un expert financier au sens établi par le conseil d'administration. Les experts financiers désignés siégeant au comité d'audit sont M<sup>me</sup> Bedient, M. D'Alessandro et M. MacDonald.

### Compétences financières

Les compétences financières peuvent généralement être définies comme la capacité de lire et de comprendre un bilan, un état des résultats et un état des flux de trésorerie. Lorsqu'il évalue le niveau de compétences financières d'un candidat potentiel, le conseil d'administration évalue l'ensemble de la formation et de l'expérience de la personne, y compris :

- le niveau de formation comptable ou financière de la personne, notamment si elle a un diplôme d'études supérieures en finance ou en comptabilité;
- si la personne est comptable de profession ou l'équivalent, en règle, et la période durant laquelle elle a été activement comptable de profession ou l'équivalent;
- s'il est attesté ou par ailleurs reconnu que cette personne a de l'expérience en comptabilité ou en finance par un organisme privé reconnu qui établit et administre des normes à cet égard, si cette personne est en règle auprès de l'organisme privé reconnu et le moment depuis lequel cette expertise est attestée ou reconnue;
- si la personne a été cadre financier principal, contrôleur ou agent comptable principal pour une société qui, au moment où la personne occupait ce poste, devait déposer des rapports aux termes des lois sur les valeurs mobilières et, le cas échéant, pendant combien de temps;
- les responsabilités particulières de la personne lorsqu'elle était expert-comptable, auditeur, cadre financier principal, contrôleur, agent comptable principal ou occupait un poste demandant l'exécution de fonctions similaires;
- le niveau de connaissance et d'expérience de la personne quant aux lois et règlements applicables à la préparation des états financiers qui doivent être inclus dans les rapports déposés aux termes des lois sur les valeurs mobilières;
- le niveau d'expérience directe de la personne quant à la révision, la préparation, l'audit ou l'analyse des états financiers à inclure dans les rapports déposés aux termes de dispositions des lois sur les valeurs mobilières;
- le fait que cette personne ait été ou qu'elle soit actuellement membre d'un ou de plusieurs comités d'audit de sociétés qui, au moment où la personne en était membre, devaient déposer

des rapports aux termes des dispositions des lois sur les valeurs mobilières;

- le niveau de connaissance et l'expérience de la personne quant à l'utilisation et à l'analyse d'états financiers de sociétés ouvertes;
- si la personne a d'autres compétences ou expériences pertinentes qui l'aideraient à comprendre et à évaluer les états financiers et d'autres informations financières de la Société et à vérifier de façon avertie si les états financiers présentent fidèlement la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société conformément aux principes comptables généralement reconnus et si les états financiers et d'autres informations financières, prises collectivement, présentent fidèlement la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société.

### Expert financier du comité d'audit

Un « expert financier du comité d'audit » s'entend d'une personne qui, de l'avis du conseil d'administration :

- a) comprend les principes comptables généralement reconnus du Canada et les états financiers;
- b) est capable d'évaluer la portée générale de ces principes dans le cadre de la comptabilisation des estimations, des produits à recevoir, des charges à payer et des réserves;
- c) a de l'expérience dans la préparation, l'audit, l'analyse ou l'évaluation d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées au moment de la lecture des états financiers de Suncor ou qui a de l'expérience dans la supervision active d'une ou de plusieurs personnes physiques exerçant ces activités;
- d) comprend les contrôles et procédures internes de présentation de l'information financière;
- e) comprend les fonctions du comité d'audit.

La personne doit avoir acquis les aptitudes mentionnées aux points a) à e) ci-dessus, inclusivement, sous la forme :

- a) de formation et d'expérience à titre de cadre financier principal, d'agent comptable principal, de contrôleur, d'expert-comptable ou d'auditeur ou d'expérience dans un ou plusieurs postes qui nécessitent l'exécution de fonctions similaires;
- b) d'expérience de supervision active d'un cadre financier principal, d'un agent comptable principal, d'un contrôleur, d'un expert-comptable, d'un auditeur ou d'une personne exécutant des fonctions similaires;
- c) d'expérience de supervision ou d'évaluation de sociétés ou d'experts comptables quant à la préparation, à l'audit ou à l'évaluation d'états financiers;
- d) d'une autre expérience pertinente.

### Politique du comité d'audit sur l'approbation préalable des services non liés à l'audit

Le comité d'audit de Suncor s'est penché sur la question de savoir si la prestation de services non liés à l'audit est compatible avec le maintien de l'indépendance des auditeurs de la Société et s'est doté d'une politique concernant la prestation de tels services. La politique de la Société sur l'approbation par le comité d'audit des honoraires versés aux auditeurs de la Société, conformément à la

*Sarbanes-Oxley Act of 2002* et aux lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables, est reproduite à l'annexe B de la présente notice annuelle.

#### Honoraires versés aux auditeurs

Le tableau qui suit présente les honoraires payés ou payables à PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs de la Société :

(milliers de dollars)	2018	2017
Honoraires d'audit	5 016	5 254
Honoraires pour services liés à l'audit	449	415
Honoraires pour services fiscaux	—	—
Tous les autres honoraires	15	15
Total	5 480	5 684

Des honoraires d'audit ont été payés, ou sont payables, pour les services professionnels rendus par les auditeurs pour l'audit des

états financiers annuels de Suncor ou pour les services fournis dans le cadre de dépôts ou de missions prévus par la loi ou la réglementation. Des honoraires pour services liés à l'audit ont été payés relativement à des services professionnels rendus par les auditeurs dans le cadre de l'examen des états financiers trimestriels et de la préparation de rapports sur des procédures particulières qui touchaient des audits d'arrangements conjoints et des services d'attestation non exigés par la loi ou la réglementation. Les honoraires regroupés sous la mention « Tous les autres honoraires » désignaient les abonnements à des outils fournis et approuvés par les auditeurs. Tous les services décrits en regard des rubriques « Honoraires d'audit », « Honoraires pour services liés à l'audit » et « Tous les autres honoraires » ont été approuvés par le comité d'audit conformément au sous-alinéa (c)(7)(i) de la *Rule 2-01* du *Regulation S-X* pris en application de la *Securities and Exchange Act of 1934* des États-Unis, en sa version modifiée (la « Loi de 1934 »). Aucun des honoraires décrits ci-dessus n'a été approuvé par le comité d'audit aux termes du sous-alinéa (c)(7)(i)(C) du *Regulation S-X* pris en application de la Loi de 1934.



## POURSUITES ET MESURES DE RÉGLEMENTATION

Aucune poursuite à l'égard de laquelle Suncor est ou était partie, ou qui met ou mettait en cause les biens de la Société, n'est en cours durant l'exercice clos le 31 décembre 2018 et, à la connaissance de la Société, aucune action en dommages-intérêts de ce type dont le montant réclamé représente plus de 10 % de l'actif actuel de la Société n'est en cours. En outre, a) aucune amende ou sanction n'a été imposée à la Société par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, b) aucune autre amende ou sanction n'a été imposée à la Société par un tribunal ou par un organisme de réglementation et qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement ou c) aucun règlement amiable n'a été conclu par la Société devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

## MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun administrateur, aucun membre de la haute direction ni aucun membre de leur groupe ou personne ayant des liens avec eux, n'a ou n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans une opération ou une opération projetée, qui a eu, ou dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle aura, une incidence importante sur Suncor au cours des trois derniers exercices ou au cours de l'exercice en cours.

## AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres des actions ordinaires de Suncor est Société de fiducie Computershare du Canada, à ses bureaux principaux de Calgary (Alberta), de Montréal (Québec), de Toronto (Ontario) et de Vancouver (Colombie-Britannique), et Computershare Trust Company N.A. à Canton (Massachusetts), à Jersey City (New Jersey) et à Louisville (Kentucky).

## CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2018, Suncor n'a conclu aucun contrat ayant des répercussions importantes sur les activités de la Société et aucun contrat de ce type n'est encore en vigueur, à l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités, et qui n'ont pas à être déposés en vertu du paragraphe 12.2 du Règlement 51-102 *sur les obligations d'information continue*.

## INTÉRÊTS DES EXPERTS

Les réserves figurant dans la présente notice annuelle sont fondées en partie sur des rapports préparés par GLJ et Sproule, évaluateurs de réserves qualifiés indépendants de Suncor. À la date des présentes, aucun des associés, employés ou consultants de GLJ, en tant que groupe, par l'entremise d'une participation inscrite ou véritable, directe ou indirecte, ne détient, ni n'a le droit de recevoir plus de 1 % d'une catégorie quelconque des titres en circulation de Suncor, y compris les titres des membres du même groupe que la Société et des personnes ayant des liens avec elle, et aucun des associés, employés ou consultants de Sproule, en tant que groupe, par l'entremise d'une participation inscrite ou véritable, directe ou indirecte, ne détient, ni n'a le droit de recevoir plus de 1 % d'une catégorie quelconque des titres en circulation de Suncor, y compris les titres des membres du même groupe que la Société et des personnes ayant des liens avec elle.

Les auditeurs indépendants de la Société sont PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables professionnels agréés, qui ont publié un rapport des auditeurs indépendants daté du 28 février 2019 concernant les états financiers consolidés de la Société, qui comprennent les états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017 et les états consolidés du résultat global, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos le 31 décembre 2018 et le 31 décembre 2017 et les notes s'y rapportant, ainsi que le rapport sur le contrôle interne en matière de présentation de l'information financière au 31 décembre 2018. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. ont confirmé qu'ils sont indépendants de la Société au sens du code de déontologie de Chartered Professional Accountants of Alberta et des règles de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (SEC).

À la suite d'un processus d'appel d'offres en 2018, le conseil (suivant la recommandation du comité d'audit) a approuvé la nomination de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. à titre d'auditeur de Suncor avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mars 2019. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., l'ancien auditeur, a avisé la Société que, conformément à la demande de cette dernière, il démissionnera de ses fonctions d'auditeur de la Société avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mars 2019.

## INFORMATION DIVULGUÉE CONFORMÉMENT AUX EXIGENCES DE LA NYSE

À titre d'émetteur canadien inscrit à la NYSE, Suncor n'est pas tenue de se conformer à la plupart des règles de gouvernance de la NYSE et peut plutôt se conformer aux exigences canadiennes. À titre d'émetteur privé étranger, la Société est uniquement tenue de se conformer à quatre des règles de gouvernance de la NYSE. Ces règles prévoient que (i) Suncor doit avoir un comité d'audit qui remplit les exigences de la Règle 10A-3 prise en application de la *Loi de 1934*; (ii) le chef de la direction de Suncor doit aviser par écrit la NYSE aussitôt que possible après avoir été informé par un membre de la haute direction qu'un manquement important aux règles applicables de la NYSE a eu lieu; (iii) Suncor doit fournir une description brève des différences importantes, le cas échéant, entre les pratiques en matière de gouvernance de la Société et celles suivies par les sociétés américaines inscrites à la NYSE et (iv) Suncor doit fournir des déclarations écrites de conformité annuelles avec les normes en matière de gouvernance applicables de la NYSE, annuellement et au besoin.

La Société, dans sa circulaire de sollicitation de procurations par la direction 2019, qui est disponible sur le site Web de Suncor à l'adresse [www.suncor.com](http://www.suncor.com), a présenté des domaines importants où elle ne respectait pas les normes de gouvernance d'entreprise de la NYSE. Dans certaines circonstances, elle n'est pas tenue d'obtenir l'approbation des actionnaires pour modifier de manière importante les plans de rémunération fondés sur les capitaux propres en vertu des exigences de la TSX, alors que la NYSE exige une approbation des actionnaires à l'égard de tous les plans de rémunération fondés sur les capitaux propres. Suncor, bien qu'elle se conforme aux exigences en matière d'indépendance des lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada (en particulier le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*) et des États-Unis (en particulier la Règle 10A-3 prise en application de la *Loi de 1934*), n'a pas adopté, et n'est pas tenue d'adopter, les normes en matière d'indépendance des administrateurs prescrites par l'article 303A.02 du manuel des sociétés inscrites de la NYSE, y compris relativement à son comité d'audit et à son comité de la rémunération. Le conseil n'a pas adopté, ni n'est tenu d'adopter, de procédures pour mettre en œuvre l'Article 303A.05(c)(iv) du manuel des sociétés inscrites de la NYSE relativement à l'indépendance des conseillers du comité de la rémunération. Sauf pour ce qui est décrit dans les présentes, la Société se conforme aux normes en matière de gouvernance de la NYSE à tous les autres égards importants.

## RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires, notamment sur la rémunération des administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, les principaux porteurs des titres de Suncor et les titres dont l'émission a été autorisée aux termes de plans de rémunération fondés sur les capitaux propres, le cas échéant, figurent dans la dernière circulaire de sollicitation de procurations de la Société afférente à la plus récente assemblée annuelle d'actionnaires comportant l'élection d'administrateurs. Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans les états financiers consolidés audités 2018 de Suncor et dans le rapport de gestion s'y rapportant.

Les renseignements supplémentaires concernant Suncor, qui ont été déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la SEC, notamment les rapports trimestriels et annuels ou le formulaire 40-F, peuvent être consultés en ligne sur SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), et sur EDGAR, à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov). De plus, le code de conduite des affaires de Suncor est disponible en ligne, à l'adresse [www.suncor.com](http://www.suncor.com). L'information figurant sur le site Web de la Société ou accessible par celui-ci ne fait pas partie de la présente notice annuelle et n'y est pas intégrée par renvoi.

## MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS ET LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

La présente notice annuelle renferme certains énoncés prospectifs et informations prospectives (collectivement, les « énoncés prospectifs »), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables, ainsi que d'autres renseignements fondés sur les attentes, les estimations, les projections et les hypothèses courantes de Suncor élaborées par la Société à la lumière de l'information disponible au moment où l'énoncé a été formulé et compte tenu de l'expérience et de la perception de Suncor 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 du matériel, la rentabilité des capitaux et les économies de coûts, les lois et les politiques gouvernementales applicables, les niveaux de production futurs, la suffisance des dépenses en capital budgétées pour l'exécution des activités planifiées, la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et de l'infrastructure, le respect par les tiers de leurs obligations envers Suncor, le développement et l'exécution de projets, et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et les renseignements traitant d'attentes ou de projections au sujet de l'avenir ainsi que les énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de ses décisions d'investissement, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats d'exploitation et de résultats financiers, d'activités futures de financement et d'investissement en immobilisations et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « éventuel », « futur », « occasion », « prévision » et autres expressions analogues et à l'emploi du futur et du conditionnel.

Les énoncés prospectifs formulés dans la présente notice annuelle font référence aux éléments suivants :

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

- les attentes concernant le projet West White Rose, y compris l'attente selon laquelle il prolongera la durée de vie des actifs existants de White Rose, la quote-part estimative de la production pétrolière de pointe de 20 kb/j qui revient à la Société, l'attente selon laquelle les travaux de développement majeurs se poursuivront en 2019, le fait que l'année 2022 était ciblée initialement pour la première production de pétrole, et l'attente selon laquelle une mise à jour sera fournie par l'exploitant du projet au premier semestre de 2019;
- l'attente selon laquelle un retour aux activités normales du champ White Rose s'effectuera graduellement;
- les attentes concernant Hebron, y compris l'attente selon laquelle, une fois parvenu à son rendement optimal, le projet produira 31,6 kb/j (nets pour Suncor) et sa production augmentera graduellement au cours des prochaines années, et l'attente selon laquelle les activités de forage se poursuivront tout au long de 2019;
- les attentes concernant le projet Meadow Creek East, y compris l'attente selon laquelle le projet sera développé en deux étapes,

la production brute prévue du projet qui s'établit entre 40 kb/j et 80 kb/j, et l'attente selon laquelle la construction du projet pourrait débuter dès 2020 et la production de pétrole découlant de la première étape pourrait être lancée dès 2023;

- les attentes concernant le projet Meadow Creek West, y compris l'attente selon laquelle le projet sera développé en une seule étape, la capacité de production brute prévue du projet qui s'établit à 40 kb/j, et l'attente selon laquelle la construction du projet débutera en 2023 et la production de pétrole pourrait être lancée dès 2025;
- les attentes concernant le projet Lewis, y compris celle selon laquelle le projet devrait être développé par étapes et sa production de pointe prévue devrait s'établir à 160 kb/j, et l'attente selon laquelle la construction pourrait débuter dès 2024 et la production de pétrole pourrait être lancée dès 2027;
- les attentes concernant Syncrude, y compris l'attente selon laquelle le plan des partenaires de coentreprise de Syncrude visant à développer MLX-W et MLX-E prolongerait la durée de vie de Mildred Lake d'au moins 10 ans, l'attente selon laquelle le programme MLX-E suivra le programme MLX-W, l'attente selon laquelle le programme MLX-W maintiendra les niveaux de production de bitume du site Mildred Lake après l'épuisement des ressources à North Mine, le plan visant à utiliser les installations d'exploitation et d'extraction minière existantes, l'attente selon laquelle l'AER prendra une décision à l'égard des demandes d'approbation réglementaire relativement à ces zones vers la mi-2019 et celle selon laquelle les approbations réglementaires suivront, l'attente selon laquelle la mise en valeur devrait débuter au cours de l'année suivant l'obtention des approbations, l'attente selon laquelle MLX-W sera approuvé à la fin de 2019 ou au début de 2020, les efforts visant à obtenir des améliorations durables de la fiabilité et à réduire les coûts de Syncrude, l'occasion d'une gestion des coûts et d'une collaboration entre la Société et Syncrude, les attentes concernant les pipelines d'interconnexion bidirectionnels entre le site Mildred Lake et l'usine des Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor, notamment celle selon laquelle les pipelines offriront une flexibilité opérationnelle accrue grâce à la capacité de transférer du bitume et du gasoil entre les deux usines, ce qui permettra une fiabilité et une utilisation accrues, l'attente selon laquelle les pipelines seront opérationnels d'ici la fin de 2020, sous réserve de l'établissement définitif des modalités commerciales et de l'approbation réglementaire, et l'attente selon laquelle les dépenses en immobilisations de maintien en 2019 à Syncrude seront axées sur des travaux de révision prévus et des améliorations de la fiabilité;
- les attentes concernant la phase 2 de Buzzard, y compris celle selon laquelle la première production de pétrole est attendue au début de 2021, et selon laquelle le développement sera rattaché au complexe Buzzard existant;
- l'attente selon laquelle le projet Rosebank servira de complément au portefeuille britannique actuel de Suncor;
- les attentes concernant le projet Oda, notamment les projets de développement prévus, et selon lesquelles la production de pétrole pourrait être lancée dès le deuxième trimestre de 2019, la production de pointe devrait atteindre 35 kb/j (11 kb/j nets pour Suncor) et la part de Suncor de l'estimation des coûts du projet après l'approbation est d'environ 270 M\$;

- les attentes concernant le projet de développement Fenja, y compris le plan de développement, la première production de pétrole prévue pour 2021, l'attente selon laquelle la production de pointe s'établira à 34 kb/j (6 kb/j nets pour Suncor) et sera atteinte entre 2021 et 2022, et la part de Suncor de l'estimation des coûts du projet après l'approbation et après l'acquisition d'environ 280 M\$;
- le coût estimatif de l'engagement en matière de programmes de travaux d'exploration restants de Suncor en Libye au 31 décembre 2018 de 359 M\$ US;
- les projets éoliens et solaires futurs éventuels;
- le potentiel de production in situ future pouvant être soutenu à Meadow Creek, à Lewis, à OSLO et à Chard, et les plans de forage à Terra Nova;
- l'attente selon laquelle la maintenance de révision améliorera la fiabilité et l'efficacité opérationnelle;
- l'attente selon laquelle les dépenses en investissements relatives aux activités de développement du secteur Exploitation minière permettront de maintenir la capacité de production des installations existantes et de réduire les coûts et celle selon laquelle les nouvelles paires de puits et les nouveaux puits intercalaires à Firebag et à MacKay River permettront de maintenir les niveaux de production dans les années à venir, en plus d'offrir une croissance future.

#### Autres éléments :

- les attentes, les objectifs et les plans relatifs aux technologies, notamment AHS, PASS, ESEIEH, EASE, DGMV LITE, DGMV (solvant à expansion), Zero-Impact Seismic et NAE, et les attentes concernant l'installation de démonstration in situ;
- les énoncés concernant les réserves de Suncor, y compris les volumes des réserves, les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs, les prévisions relatives aux prix des marchandises, les attentes concernant les taux de change et les taux d'intérêt, ainsi que les estimations de la production;
- les importantes activités et les coûts importants de développement prévus ou à engager en 2019, y compris ceux mentionnés dans le tableau « Frais de développement futurs » de la rubrique « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » dans la présente notice annuelle. La croyance de Suncor selon laquelle ses flux de trésorerie générés à l'interne, ses facilités de crédit existantes et futures, l'émission de papier commercial et l'accès aux marchés des capitaux suffiront à financer les coûts de développement futurs, et selon laquelle les frais d'intérêts ou les autres coûts de financement à eux seuls ne rendront pas le développement d'un terrain non rentable, les plans de développement de réserves et la valeur estimative des engagements de travail;
- les frais d'abandon et de remise en état estimatifs;
- l'engagement de la Société envers la durabilité et à optimiser continuellement son portefeuille d'actifs et à se concentrer sur ses actifs essentiels et sur la flexibilité financière continue au moyen de la réduction de la dette;
- les énoncés concernant le programme de rachat d'actions de Suncor;
- les attentes relatives aux redevances et aux impôts sur le revenu et leur incidence sur Suncor;
- les attentes relatives aux plans de gestion des résidus et aux procédures réglementaires connexes;

- les effets prévus de la législation environnementale, y compris la législation en matière de changements climatiques, les mesures prises en réponse à celle-ci et les frais estimatifs liés à la conformité de Suncor;
- les attentes concernant les modifications apportées à la législation et leur incidence.

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, dont les suivants :

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 non corrosif et le pétrole brut corrosif; 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 la Société soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; la capacité de Suncor d'exploiter ses installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter ses objectifs de production; la production des installations récemment mises en service, dont le rendement est difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; la dépendance de Suncor à l'égard de la capacité des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait nuire à la capacité de la Société de distribuer des produits sur le marché et faire en sorte que celle-ci retarde ou annule des projets de croissance prévus advenant une capacité de transport insuffisante; la capacité de Suncor de financer l'investissement économique ainsi que le maintien et l'entretien des actifs du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour les activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des réservoirs et de l'équipement in situ ou la non-disponibilité de bitume venant des tiers; la variation des frais d'exploitation, dont le coût de la main-d'œuvre, du gaz naturel et d'autres sources d'énergie utilisées dans les procédés de traitement des sables pétrolifères; et 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 besoins en infrastructures dans la région albertaine 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 pétrolières et gazières, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des réservoirs, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts et/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 associé à l'exercice d'activités en Libye en raison de l'agitation politique continue; et la demande du marché pour les droits miniers et les terrains productifs, d'où le risque de subir une perte à la vente d'actifs ou le risque de voir augmenter les coûts liés à l'acquisition de terrains.

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 les installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter les objectifs de production et de vente; et des risques et des incertitudes susceptibles de perturber les calendriers de construction ou de maintenance planifiés, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres répercussions de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période.

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et opérationnels de l'ensemble des secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales, comme 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'immobilisations, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques associés au développement et à l'exécution des projets de Suncor et à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas les résultats opérationnels ni la capacité des installations touchées; le risque que les projets et les initiatives visant à faire croître les flux de trésorerie et/ou à réduire les frais d'exploitation ne produisent pas les résultats attendus ou ne les produisent pas dans les délais prévus; 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 en matière d'imposition ou de nouvelle cotisation d'impôts, de frais, de redevances, de droits, de tarifs, de quotas et d'autres coûts de conformité imposés par les gouvernements, ou les modifications apportées à ceux-ci, et les ordonnances de réduction obligatoire de la production et les modifications apportées à celles-ci; les modifications apportées aux lois et aux politiques gouvernementales qui pourraient avoir une incidence sur l'entreprise de la Société, y compris les lois et politiques en matière d'environnement (notamment en matière de changement climatique), de redevances et de fiscalité; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations envers la Société; la non-disponibilité de l'infrastructure de tiers et les interruptions survenant dans l'infrastructure de tiers, qui pourraient perturber la production ou empêcher la Société de transporter ses produits; la survenance d'une interruption des activités prolongée, d'un incident majeur en matière d'environnement ou de sécurité ou d'événements imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), des défauts de l'équipement et d'autres événements semblables ayant une incidence sur Suncor ou sur d'autres parties dont les activités ou les actifs ont une incidence sur Suncor, directement ou indirectement; la possibilité d'atteintes à la sécurité des technologies et de l'infrastructure de l'information de Suncor par des personnes ou des entités malveillantes et la non-disponibilité

de ces systèmes ou le fait qu'ils ne fonctionnent pas comme prévu par suite de ces atteintes; les menaces à la sécurité et les activités de terroristes ou de militants; le risque que des objectifs commerciaux contradictoires surpassent la capacité de Suncor d'initier et de mettre en œuvre des changements; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des approbations d'organismes de réglementation, de tiers et de parties prenantes qui sont indépendantes de la volonté de Suncor pour l'exploitation, les projets, les initiatives et les activités d'exploration et de développement de la Société, et le respect des conditions associées aux approbations; le risque que des activités et des projets de construction soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats représentant le personnel des installations de la Société; la capacité de la Société de découvrir et de développer 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'instruments dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois en matière de changements climatiques; les risques relatifs à une montée du militantisme et de l'opposition publique aux combustibles fossiles et aux sables pétrolifères; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une opération d'achat ou de vente d'une entreprise, d'un actif ou de terrains pétroliers ou gaziers, notamment en ce qui a trait à la contrepartie finale à verser ou à recevoir pour cette opération, à la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques associés aux arrangements conjoints dans lesquels la Société détient un intérêt; les risques associés aux revendications territoriales et aux exigences de consultation avec les Autochtones; le risque que la Société soit visée par des poursuites; l'incidence de la technologie et les risques associés à la mise au point et au déploiement 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 de Suncor sont examinés plus en détail tout au long de la présente notice annuelle, y compris à la rubrique « Facteurs de risque », ainsi que dans le rapport de gestion daté du 28 février 2019 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et 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 de réglementation en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle sont présentés en date de la présente notice annuelle. À moins que la législation en valeurs mobilières applicable ne nous y oblige, nous ne nous engageons aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser par ailleurs des énoncés prospectifs ou la liste des risques et des hypothèses ayant une incidence sur ces énoncés présentée ci-dessus pour tenir de compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs ou pour toute autre raison.

### **Mesures financières hors PCGR – Rentrées nettes**

*Les rentrées nettes sont une mesure financière qui n'est pas prescrite par les PCGR. Les mesures hors PCGR n'ont pas de signification normalisée et ne sont donc vraisemblablement pas comparables à des mesures analogues présentées par d'autres sociétés, et elles ne devraient pas être considérées de façon isolée ou comme un substitut de mesures du rendement établies conformément aux PCGR. Les rentrées nettes font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Rapprochement des données d'exploitation » sous « Information supplémentaire concernant les données financières et les données d'exploitation » du rapport annuel de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et daté du 28 février 2019.*

#### **Rentrées nettes de l'unité d'exploitation Sables pétrolifères**

*Les rentrées nettes d'exploitation de l'unité d'exploitation Sables pétrolifères sont une mesure hors PCGR; elles sont présentées en fonction des produits de pétrole brut et des barils vendus, et sont tirées de l'état du résultat net du secteur Sables pétrolifères, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux produits des activités ordinaires et aux coûts associés à la production et à la livraison. La direction utilise les rentrées nettes d'exploitation de l'unité d'exploitation Sables pétrolifères afin de mesurer la rentabilité des produits de pétrole brut en fonction des barils vendus, et celles-ci peuvent être utiles aux investisseurs pour la même raison.*

#### **Rentrées nettes de l'unité d'exploitation Exploration et production (« E et P »)**

*Les rentrées nettes de l'unité d'exploitation E et P sont une mesure hors PCGR; elles sont présentées en fonction de l'emplacement des actifs et des barils vendus, et sont tirées de l'état du résultat net du secteur E et P, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux coûts associés à la production et à la livraison. La direction utilise les rentrées nettes de l'unité d'exploitation E et P afin de mesurer la rentabilité des actifs en fonction de l'emplacement selon les barils vendus, et celles-ci peuvent être utiles aux investisseurs pour la même raison.*



## ANNEXE A

### MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

#### Le comité d'audit

Les règlements administratifs de Suncor Énergie Inc. prévoient que le conseil d'administration peut établir des comités du conseil auxquels il peut déléguer certaines fonctions. Le conseil a établi, entre autres, le comité d'audit et a approuvé son mandat, qui est présenté ci-après et qui prévoit les objectifs, les attributions et les responsabilités du comité d'audit.

#### Objectifs

Le comité d'audit aide le conseil en s'acquittant des responsabilités qui suivent :

- surveiller l'efficacité et l'intégrité du contrôle interne se rapportant aux processus d'affaires de la Société, y compris : les systèmes d'information financière et d'information de gestion et les systèmes de contrôle interne;
- surveiller et examiner les rapports financiers et les autres questions financières;
- choisir et, au besoin, remplacer les auditeurs externes, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi, surveiller et examiner l'indépendance et l'efficacité de ces auditeurs, et s'assurer qu'ils rendent des comptes en bout de ligne au conseil d'administration et aux actionnaires de la Société;
- examiner l'efficacité des auditeurs internes, à l'exception du service d'audit de l'intégrité de l'exploitation, qui se trouve sous la responsabilité du comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable (dans le présent mandat, « audit interne » ne désigne pas le service d'audit de l'intégrité de l'exploitation);
- approuver pour le compte du conseil d'administration certaines questions financières que lui délègue le conseil, y compris les questions exposées dans le présent mandat.

Le comité n'est pas autorisé à prendre des décisions, sauf dans les circonstances très restreintes décrites aux présentes ou lorsque le conseil d'administration lui en délègue expressément l'autorité et dans la mesure de la délégation. Le comité transmet ses constatations et recommandations au conseil d'administration pour que celui-ci les examine et, au besoin, prenne une décision.

#### Constitution

Le mandat du conseil d'administration de Suncor décrit les exigences relatives à la composition des comités du conseil et aux compétences des membres de ces comités et stipule que le conseil désigne annuellement le président et les membres des comités. Aux termes des règlements administratifs de Suncor, sauf résolution contraire du conseil d'administration, le quorum pour les réunions des comités est constitué de la majorité des membres du comité et chaque comité détermine ses propres règles de procédure à tous autres égards.

#### Attributions et responsabilités

Le comité d'audit doit s'acquitter des attributions et responsabilités qui suivent :

#### Contrôles internes

1. Se renseigner sur le caractère adéquat du système de contrôles internes de la Société se rapportant aux processus

d'affaires de Suncor et examiner l'évaluation des contrôles internes effectuée par les auditeurs internes et l'évaluation des contrôles financiers et internes effectuée par les auditeurs externes.

2. Vérifier les audits effectués dans le cadre du programme de conformité aux normes de conduite des affaires de la Société.
3. Établir des procédures pour la soumission par les employés, sous le couvert de l'anonymat, de plaintes faisant état de préoccupations relatives à des questions de comptabilité, de contrôle interne, d'audit ou au code de conduite des affaires et examiner périodiquement un résumé des plaintes qui ont été formulées et des mesures prises pour les résoudre.
4. Examiner les conclusions tirées de tout examen important effectué par des organismes de réglementation concernant les affaires financières de la Société.
5. Examiner périodiquement les procédures de gouvernance de la direction relatives aux ressources de technologie de l'information en vue de déterminer si elles sont en mesure d'assurer l'intégrité, la protection et la sécurité des systèmes et des registres d'information électronique de la Société.
6. Examiner les pratiques de la direction assurant la supervision des dépenses et des avantages accessoires des dirigeants.

#### Auditeurs externes et internes

7. Évaluer le rendement des auditeurs externes et initier de même qu'approuver le début ou la fin du mandat des auditeurs externes, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi.
8. Examiner la portée de l'audit de même que l'approche des auditeurs externes et approuver les conditions de leur mandat et leurs honoraires.
9. Examiner les relations ou les services qui peuvent avoir une incidence sur l'objectivité et l'indépendance des auditeurs externes, y compris l'examen annuel de la déclaration écrite des auditeurs concernant tous les liens qui existent entre eux (de même que les membres de leur groupe) et la Société; examiner et approuver tous les mandats relatifs à des services non liés à l'audit qui seront fournis par les auditeurs externes ou des membres de leur groupe.
10. Examiner les procédures de contrôle de la qualité des auditeurs externes, notamment les questions importantes soulevées par le plus récent examen du contrôle de la qualité ou examen par les pairs et les questions soulevées par une enquête d'une autorité gouvernementale ou professionnelle menée sur les auditeurs externes, en expliquant les mesures prises par le cabinet pour régler ces questions.
11. Approuver la nomination ou la destitution du vice-président, Risque d'entreprise et audit, approuver chaque année l'évaluation du rendement du vice-président, Risque d'entreprise et audit et la rémunération établie par suite de cette évaluation, telles qu'elles sont fournies par le chef des finances; examiner périodiquement le rendement et l'efficacité de l'attribution de l'audit interne, notamment le respect des *International Standards for the Professional Practice of Internal Auditing* de l'Institute of Internal Auditors et du code de déontologie.
12. Approuver la charte du service d'audit interne, le calendrier annuel d'audit interne, le budget d'audit interne et le plan de

ressources relatif à l'audit interne; examiner les projets, les activités, la structure organisationnelle, la capacité en ressources et les compétences des auditeurs internes et surveiller l'indépendance du service.

13. Offrir à la direction, aux auditeurs internes et aux auditeurs externes un accès direct et sans entrave au conseil d'administration.

#### Présentation de l'information financière et autres documents d'information continue

14. Examiner la lettre d'observation à l'intention de la direction des auditeurs externes de même que les commentaires de la direction à cet égard et enquêter sur tout désaccord entre la direction et les auditeurs externes ou sur les restrictions imposées par la direction aux auditeurs externes. Examiner les écarts non ajustés portés à l'attention de la direction par les auditeurs externes et les mesures prises pour régler le problème.
15. Examiner avec la direction et les auditeurs externes les documents d'information financière et les autres documents d'information mentionnés au point 16, y compris les questions d'information financière importantes, la présentation et l'incidence des incertitudes et risques importants et les estimations et appréciations clés de la direction qui peuvent être importantes pour la présentation de l'information financière, y compris les autres modes de traitement et leurs incidences.
16. Examiner et approuver les états financiers consolidés intermédiaires de la Société et le rapport de gestion s'y rapportant (le « rapport de gestion »). Formuler après examen des recommandations au conseil d'administration concernant l'approbation des états financiers consolidés audités annuels de la Société et du rapport de gestion s'y rapportant, de la notice annuelle et du formulaire 40-F de la Société. Examiner les autres documents d'information annuels et trimestriels importants ou les autres documents déposés auprès des organismes de réglementation contenant les renseignements financiers audités ou non audités ou s'y rapportant.
17. Autoriser tout changement aux catégories de documents et de renseignements devant être examinés ou approuvés par le comité d'audit avant d'être communiqués à l'externe qui sont énoncés dans la politique de la Société en matière de communication externe et de divulgation de renseignements importants.
18. Examiner les changements apportés aux politiques comptables de la Société.
19. Examiner avec les conseillers juridiques les questions d'ordre juridique ayant une incidence importante sur les rapports financiers.

#### Réserves de pétroles et de gaz

20. Examiner à intervalles raisonnables les procédures de Suncor concernant :
  - A) la présentation, conformément à la législation applicable, de l'information relative aux activités pétrolières et gazières de Suncor, y compris les procédures visant à assurer le respect des exigences applicables en matière de présentation de l'information;
  - B) la communication d'information aux évaluateurs de réserves qualifiés (« évaluateurs ») engagés

annuellement par Suncor pour évaluer les données relatives aux réserves de celle-ci en vue de les communiquer au public conformément à la loi.

21. Approuver annuellement la nomination et les conditions du mandat des évaluateurs, notamment leurs compétences et leur indépendance; examiner et approuver les changements proposés à la nomination des évaluateurs et les motifs à l'appui de ce changement proposé, notamment l'existence possible de différends entre les évaluateurs et la direction.
22. Examiner annuellement les données relatives aux réserves de Suncor et le rapport des évaluateurs s'y rapportant et formuler après examen des recommandations annuellement au conseil d'administration concernant l'approbation : (i) du contenu et du dépôt par la Société d'un relevé des données relatives aux réserves (« relevé ») et du rapport afférent de la direction et des administrateurs à inclure dans celui-ci ou déposé avec lui; (ii) du dépôt du rapport des évaluateurs à inclure dans le relevé ou déposé avec celui-ci, conformément à la loi.

#### Gestion des risques

23. Examiner périodiquement les politiques et pratiques de la Société concernant la gestion de la trésorerie, les instruments dérivés, le financement, le crédit, l'assurance, l'imposition, les opérations sur produits de base et les questions connexes. Surveiller le modèle et les processus de gouvernance sur la gestion des risques du conseil au moyen d'examen périodiques en vue de refléter adéquatement les principaux risques associés à l'entreprise de la Société dans le mandat du conseil et de ses comités. Procéder à un examen périodique des principaux risques propres à Suncor qui a été délégué au comité pour surveillance, et assurer la surveillance de ceux-ci.

#### Régime de retraite

24. Examiner les actifs, le rendement financier, l'état du financement, la stratégie de placement et les rapports actuariels pour le régime de retraite de la Société, y compris les conditions du mandat de l'actuaire et du gestionnaire de la caisse de retraite.

#### Sécurité

25. Examiner sommairement les risques importants associés à la gestion de la sécurité physique et les stratégies pour composer avec ces risques.

#### Autres questions

26. Effectuer des enquêtes indépendantes sur toute question s'inscrivant dans son mandat.
27. Passer en revue les candidats recommandés au poste de chef des finances.
28. Examiner et/ou approuver les autres questions financières que le conseil d'administration lui a expressément déléguées.

#### Rapport au conseil

29. Faire rapport au conseil d'administration sur les activités du comité d'audit concernant les questions qui précèdent, à chaque réunion du conseil, et à tout autre moment jugé approprié par le comité ou à la demande du conseil.

*En sa version adoptée par résolution du conseil d'administration le 14 novembre 2017.*

## ANNEXE B – SUNCOR ÉNERGIE INC. POLITIQUE ET PROCÉDURES D'APPROBATION PRÉALABLE DES SERVICES D'AUDIT ET DES SERVICES NON LIÉS À L'AUDIT

Aux termes de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et du Règlement 52-110, la Securities and Exchange Commission et la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario ont adopté des règles définitives sur les comités d'audit et l'indépendance des auditeurs. Ces règles exigent que le comité d'audit de Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») soit responsable de la nomination, de la rémunération, de l'embauche et de la supervision du travail de ses auditeurs indépendants. Le comité d'audit doit également approuver au préalable les services d'audit et les services non liés à l'audit fournis par les auditeurs indépendants ou s'assurer qu'ils respectent les politiques et les procédures d'approbation préalable qu'il a établies aux termes de la présente politique.

### I. Énoncé de la politique

Le comité d'audit a adopté la présente politique et les présentes procédures d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit (la « politique »), qui exposent les procédures et les conditions régissant l'approbation préalable des services qui devraient être fournis par les auditeurs indépendants. Les procédures décrites dans la présente politique s'appliquent à l'ensemble des services d'audit, des services liés à l'audit, des services fiscaux et des autres services fournis par les auditeurs indépendants.

### II. Responsabilité

Il incombe au comité d'audit de mettre en œuvre la présente politique. Le comité d'audit délègue l'application de la présente politique à la direction, mais il ne peut lui déléguer l'approbation préalable des services fournis par les auditeurs indépendants.

### III. Définitions

Aux fins des présentes et des approbations préalables :

- a) Les « services d'audit » s'entendent notamment des services qui constituent une partie nécessaire du processus d'audit annuel et des activités qui constituent une procédure nécessaire que les auditeurs utilisent afin de délivrer un avis sur les états financiers comme le requièrent les normes d'audit généralement reconnues (les « NAGR »), y compris les examens techniques réalisés afin de poser un jugement d'auditeurs quant à l'application des normes comptables.

Les « services d'audit » comprennent plus que les services requis pour exécuter un audit aux termes des NAGR; ils comprennent notamment ce qui suit :

- (i) la délivrance de lettres d'accord présumé et de consentements dans le cadre de placements de titres;
- (ii) l'exécution d'audits prévus par les lois nationales et étrangères;
- (iii) l'attestation de services requise par la loi ou la réglementation;
- (iv) les examens de contrôle interne;
- (v) l'examen et l'aide à la préparation de documents déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières, de la Securities and Exchange Commission et d'autres organismes de réglementation ayant compétence sur Suncor et ses filiales et la réponse aux observations de ces organismes de réglementation.

- b) Les « services liés à l'audit » s'entendent des services de certification (p. ex. les services de vérification diligente) et des services connexes qui sont habituellement fournis par les auditeurs externes et qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou à l'examen d'états financiers et ne sont pas compris dans les « honoraires d'audit » aux fins de la présentation de l'information.

Les « services liés à l'audit » comprennent notamment ce qui suit :

- (i) les audits des régimes d'avantages des employés, y compris les audits des régimes de retraite qui s'appliquent à eux;
- (ii) la vérification diligente en ce qui a trait aux fusions et acquisitions;
- (iii) les consultations et les audits relatives aux acquisitions, notamment l'évaluation du traitement comptable des opérations envisagées;
- (iv) les examens de contrôle interne;
- (v) l'attestation de services non requise par la loi ou la réglementation;
- (vi) les consultations concernant les normes de comptabilité et de présentation de l'information financière.

Les audits de gestion non financiers ne constituent pas des « services liés à l'audit ».

- c) Les « services fiscaux » comprennent notamment les services liés à l'élaboration de déclarations de revenus pour les sociétés et/ou pour les particuliers, à la vérification diligente d'ordre fiscal en lien avec les fusions, acquisitions et/ou dessaisissements et la planification fiscale.
- d) Les « autres services » désignent tous les autres services qui ne sont pas des services d'audit, des services liés à l'audit ou des services fiscaux, dont la fourniture par les auditeurs indépendants n'est pas expressément interdite par la Règle 2-01(c)(7) du Regulation S-X pris en application de la *Securities and Exchange Act of 1934*, en sa version modifiée. (Voir le résumé des services interdits à l'appendice A.)

### IV. Politique générale

La politique générale qui suit s'applique à l'ensemble des services fournis par les auditeurs indépendants.

- Le comité d'audit doit approuver au préalable chacun des services fournis par les auditeurs indépendants. Il ne permet pas que les auditeurs indépendants offrent des services pouvant raisonnablement faire partie des « services fiscaux » ou des « autres services », à moins qu'une analyse de rentabilité concluante justifie que l'on mandate les auditeurs indépendants au lieu d'un autre fournisseur de services.
- Le comité d'audit n'approuve pas au préalable les services devant être fournis plus de 12 mois après l'approbation préalable, à moins qu'il ne précise spécifiquement une période différente.
- Le comité d'audit a délégué à son président le pouvoir d'approuver au préalable des services dont le coût estimatif n'excède pas 100 000 \$ conformément à la présente politique. Le membre autorisé du comité d'audit doit

communiquer toute décision d'approbation préalable au comité d'audit à la réunion suivante du comité.

- Le président du comité d'audit peut déléguer son pouvoir d'approbation préalable des services à un autre membre permanent du comité d'audit, à la condition que ce membre ait également reçu le pouvoir d'agir en qualité de président du comité d'audit en l'absence du président. Le comité d'audit doit attester au moyen d'une résolution une telle délégation aux termes de la présente politique.
- Le comité d'audit examine et approuve au préalable à l'occasion et au moins annuellement les services que les auditeurs indépendants peuvent fournir.
- Le comité d'audit doit établir annuellement des barèmes d'honoraires pour les services qu'il doit approuver au préalable et qui seront fournis par les auditeurs indépendants. Au moins trimestriellement, le comité d'audit reçoit un sommaire détaillé des honoraires versés aux auditeurs indépendants et de la nature des services fournis ainsi qu'une prévision des honoraires devant être versés et des services devant être fournis au cours du reste de l'exercice.
- Le comité d'audit n'autorise **pas** que l'on mandate les auditeurs indépendants pour fournir les services non liés à l'audit interdits indiqués dans l'appendice A.
- Le comité d'audit doit attester son approbation préalable des services qui seront fournis par les auditeurs indépendants de la façon suivante :
  - a) lorsque le président du comité d'audit approuve au préalable des services aux termes du pouvoir qui lui est délégué, il atteste son approbation préalable en signant et en datant le formulaire de demande d'approbation préalable reproduit à l'appendice B. Si le président ne peut remplir le formulaire et le transmettre à la Société avant que les auditeurs indépendants ne soient mandatés, il peut donner son approbation verbalement ou par courriel, puis transmettre le formulaire rempli dès que possible;
  - b) dans tous les autres cas, une résolution du comité d'audit est requise.
- Tous les services d'audit et les services non liés à l'audit qui seront fournis par les auditeurs indépendants doivent faire l'objet d'une lettre de mission :
  - a) signée par les auditeurs;
  - b) précisant les services à fournir;
  - c) précisant la période au cours de laquelle les services seront fournis;
  - d) précisant le total des honoraires estimés qui seront versés, qui ne doivent pas excéder l'estimation du total des honoraires approuvés par le comité d'audit aux termes des présentes procédures, avant l'application de la marge de dépassement des honoraires de 10 %;
  - e) incluant la confirmation des auditeurs selon laquelle les services ne font pas partie d'une catégorie de services

dont la fourniture compromettrait l'indépendance des auditeurs aux termes de la législation applicable et des normes comptables généralement reconnues du Canada et des États-Unis.

- L'approbation préalable par le comité d'audit permet un dépassement d'au plus 10 % des honoraires estimés se rapportant à un mandat particulier indiqués dans la lettre de mission connexe. L'autorisation de dépassement des honoraires permet d'assurer, de façon provisoire uniquement, la fourniture continue des services dans l'attente d'une révision de l'estimation des honoraires et, au besoin, de l'approbation du dépassement par le comité d'audit. Si l'on prévoit que le dépassement des honoraires excédera le seuil de 10 %, on doit aviser le comité d'audit ou son représentant dès que l'on relève une telle possibilité de dépassement et obtenir une approbation préalable supplémentaire pour que le mandat des auditeurs se poursuive.

## V. Responsabilités des auditeurs externes

Afin d'étayer le processus d'indépendance, les auditeurs indépendants :

- a) confirment dans chaque lettre de mission que l'exécution du travail ne compromet pas leur indépendance;
- b) apportent la preuve au comité d'audit que des politiques et procédures internes complètes sont mises en place afin d'assurer le respect, dans le monde entier, des exigences d'indépendance, y compris des procédures rigoureuses de surveillance et de communication;
- c) fournissent au moins trimestriellement des communications et des confirmations au comité d'audit relativement à l'indépendance;
- d) demeurent inscrits auprès du Conseil canadien sur la reddition de comptes et du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis;
- e) revoient leur plan de rotation des associés et font rapport au comité d'audit annuellement.

De plus, les auditeurs externes :

- f) fournissent régulièrement des rapports d'honoraires détaillés indiquant le solde du compte « travaux en cours »;
- g) surveillent les honoraires et avisent le comité d'audit dès qu'une possibilité de dépassement des honoraires est relevée.

## VI. Information

Suncor communique annuellement, conformément aux exigences de la législation applicable, ses politiques et procédures d'approbation préalable et fournit les renseignements requis concernant les montants des honoraires d'audit, des honoraires pour services liés à l'audit, des honoraires pour services fiscaux et des autres honoraires versés à ses auditeurs externes dans les documents qu'elle dépose auprès de la Securities and Exchange Commission.

*En sa version approuvée et acceptée le 28 avril 2004.*

## Appendice A – Services non liés à l’audit interdits

Un auditeur externe n’est pas indépendant si, à tout moment au cours de la période durant laquelle il exécute l’audit et où ses services sont retenus, il fournit les services non liés à l’audit qui suivent à un client audité.

*Tenue de livres ou autres services liés aux registres comptables ou aux états financiers du client audité.* Tous services, à moins que l’on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l’objet de procédures d’audit au cours d’un audit des états financiers de Suncor, notamment les services suivants :

- tenue ou préparation des registres comptables du client audité;
- préparation des états financiers de Suncor qui sont déposés auprès de la SEC ou de données servant à l’élaboration de tels états financiers de Suncor;
- préparation ou génération des données servant à la préparation des états financiers de Suncor.

*Conception et mise en œuvre de systèmes d’information financière.* Tous services, à moins que l’on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l’objet de procédures d’audit au cours d’un audit des états financiers de Suncor, notamment les services suivants :

- exploitation directe ou indirecte du système d’information de Suncor ou supervision de son exploitation ou gestion du réseau local de Suncor;
- conception ou mise en œuvre du système matériel ou logiciel qui réunit les données sources sous-jacentes aux états financiers ou qui génère des renseignements importants pour les états financiers de Suncor ou les autres systèmes d’information financière pris dans leur ensemble.

*Services d’évaluation, avis quant au caractère équitable ou rapports de contribution en nature.* Les services d’évaluation ou tout autre service relatif à un avis quant au caractère équitable ou à un rapport de contribution en nature à l’intention de Suncor, à moins que l’on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l’objet de procédures d’audit au cours d’un audit des états financiers de Suncor.

*Services d’actuariat.* Tous services-conseils en lien avec l’actuariat comportant la détermination de montants inscrits dans les états financiers et les comptes connexes de Suncor, à l’exception de l’aide apportée à Suncor dans la compréhension des méthodes, modèles, hypothèses et intrants utilisés dans le calcul d’un montant, à moins que l’on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l’objet de procédures d’audit au cours d’un audit des états financiers de Suncor.

*Services d’impartition de l’audit interne.* Les services d’audit interne qui ont été impartis par Suncor et qui se rapportent aux contrôles comptables internes, aux systèmes financiers ou aux états financiers de Suncor, à moins que l’on ne puisse conclure

raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l’objet de procédures d’audit au cours d’un audit des états financiers de Suncor.

*Fonctions de gestion.* Le fait d’agir, de façon temporaire ou permanente, à titre d’administrateur, de dirigeant ou d’employé de Suncor ou d’exécuter toute fonction pour Suncor liée à la prise de décisions, à la supervision ou à la surveillance continue.

*Ressources humaines.* N’importe lequel des services suivants :

- recherche de candidats éventuels pour occuper un poste de gestionnaire, de dirigeant ou d’administrateur;
- participation à des tests psychologiques ou d’autres programmes d’évaluation ou tests de nature officielle;
- vérification des références de candidats éventuels à un poste de dirigeant ou d’administrateur;
- exécution de fonctions de négociateur pour le compte de Suncor, telles que déterminer le poste, le statut ou la désignation, la rémunération, les avantages sociaux ou les autres conditions d’emploi;
- formulation de recommandations ou de conseils à Suncor concernant l’embauche d’un candidat particulier pour un travail particulier (en revanche, un cabinet d’experts-comptables peut, à la demande de Suncor, rencontrer en entrevue des candidats et conseiller Suncor quant à leurs compétences pour occuper des postes liés à la comptabilité générale, à l’administration ou au contrôle).

*Services de courtier, de conseiller en placements ou de maison de courtage.* Le fait d’agir en qualité de courtier (inscrit ou non inscrit), de promoteur ou de preneur ferme, pour le compte de Suncor, de prendre des décisions de placement pour le compte de Suncor ou de disposer de tout autre pouvoir discrétionnaire sur les placements de Suncor, de réaliser une opération d’achat ou de vente d’un placement de Suncor ou de garder les actifs de Suncor, comme de détenir temporairement les titres achetés par Suncor.

*Services juridiques.* La prestation de services à Suncor qui, dans les circonstances où ils sont fournis, pourraient être offerts uniquement par une personne autorisée ou par ailleurs habile à exercer le droit dans le territoire où les services sont interdits.

*Services d’experts non liés à l’audit.* La remise d’un avis ou la prestation d’un autre service d’expert à Suncor ou à un représentant juridique de Suncor, afin de défendre les intérêts de Suncor dans le cadre d’un litige ou d’une procédure ou enquête réglementaire ou administrative. Dans de telles situations, l’indépendance d’un expert-comptable de Suncor ne sera pas réputée être compromise s’il rend compte, notamment par témoignage, des travaux effectués ou explique les positions prises ou les conclusions formulées au cours de la prestation des services par le comptable.

## Appendice B – Formulaire de demande d’approbation préalable

NATURE DU TRAVAIL	ESTIMATION DES HONORAIRES (\$ CA)
Total	

\_\_\_\_\_

Date

\_\_\_\_\_

Signature



## ANNEXE C – ANNEXE 51-101A2 RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ÉTABLI PAR L'ÉVALUATEUR OU LE VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

Au conseil d'administration de Suncor Énergie Inc. (la « Société »)

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2018. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2018, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces données en nous fondant sur notre évaluation.
3. Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*) et ses modifications, tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).
4. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité de ces données aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.
5. Le tableau suivant présente la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de l'évaluation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2018, et indique les portions respectives de ces données que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %, en millions de dollars)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	31 décembre 2018	Sables pétrolifères In situ, Canada	—	26 350	—	26 350
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	31 décembre 2018	Sables pétrolifères Exploitation minière Canada	—	32 255	—	32 255
			—	58 605	—	58 605

6. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion quant aux données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.
7. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour les rapports visés au paragraphe 5 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'effet.
8. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

GLJ Petroleum Consultants Ltd., Calgary (Alberta) Canada, le 28 février 2019

« Caralyn P. Bennett »

Caralyn P. Bennett, ing.  
Vice-présidente directrice, chef de la stratégie

## ANNEXE D – ANNEXE 51-101A2 RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ÉTABLI PAR L'ÉVALUATEUR OU LE VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

Au conseil d'administration de Suncor Énergie Inc. (la « Société »)

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2018. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2018, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces données en nous fondant sur notre évaluation.
3. Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*) et ses modifications, tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).
4. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité de ces données aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.
5. Le tableau suivant présente la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de l'évaluation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2018, et indique les portions respectives de ces données que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %, en millions de dollars)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
Sproule Associates Limited	31 décembre 2018	Côte Est du Canada, Au large de Terre-Neuve, Canada	—	6 957	—	6 957
Sproule International Limited	31 décembre 2018	Au large des côtes, R.-U.	—	2 880	—	2 880
Sproule International Limited	31 décembre 2018	Au large des côtes, Norvège	—	765	—	765
			—	10 602	—	10 602

6. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion quant aux données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.
7. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour les rapports visés au paragraphe 5 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'effet.
8. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

Sproule Associates Limited et Sproule International Limited, Calgary (Alberta) Canada, le 28 février 2019

« Cameron P. Six »

Cameron P. Six, ing.  
Président et chef de la direction

## ANNEXE E – ANNEXE 51-101A3 RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION

La direction de Suncor Énergie Inc. (la « Société ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la Société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données relatives aux réserves de la Société. Leurs rapports seront déposés auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

Le comité d'audit du conseil d'administration de la Société :

- a) a examiné les procédures suivies par la Société pour fournir l'information aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- b) a rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sans restriction;
- c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Le comité d'audit du conseil d'administration a examiné les procédures suivies par la Société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur la recommandation du comité d'audit, a approuvé :

- a) le contenu du relevé prévu à l'annexe 51-101A1, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz, et son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt du rapport prévu à l'annexe 51-101A2 des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

« *Steven W. Williams* »

STEVEN W. WILLIAMS  
Chef de la direction

« *Mark S. Little* »

MARK S. LITTLE  
Président et chef de l'exploitation

« *Michael M. Wilson* »

MICHAEL M. WILSON  
Président du conseil d'administration

« *Patricia M. Bedient* »

PATRICIA M. BEDIENT  
Présidente du comité d'audit

Le 28 février 2019



Suncor Energie Inc.

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

T : 403 296 8000

[Suncor.com](http://Suncor.com)