SUNCOR

RAPPORT ANNUEL 2017

Suncor Énergie Inc.

« Nous créons de l'énergie pour un monde meilleur. »

TABLE DES MATIÈRES

2 L'avantage de Suncor

4 Message aux actionnaires

9 Perspectives de la Société 2018

10 Mises en garde

14 Rapport de gestion

84 Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière

85 Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

86 Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

88 États financiers consolidés audités et notes annexes

144 Information supplémentaire sur les données financières et les données d'exploitation

168 Données sur la négociation des actions

169 Équipe de direction et membres du conseil

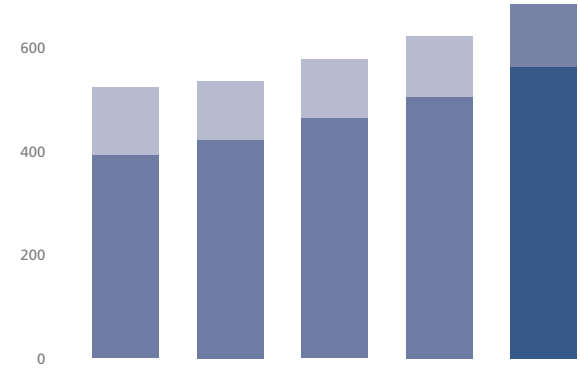
FAITS SAILLANTS

Production (en milliers de bep/j)

685 300 PRODUCTION ÉQUIVALENT PÉTROLE PAR JOUR

Sables pétrolifères
Exploration et production

2013 exclut la production cédée de 37 300 de bep/j

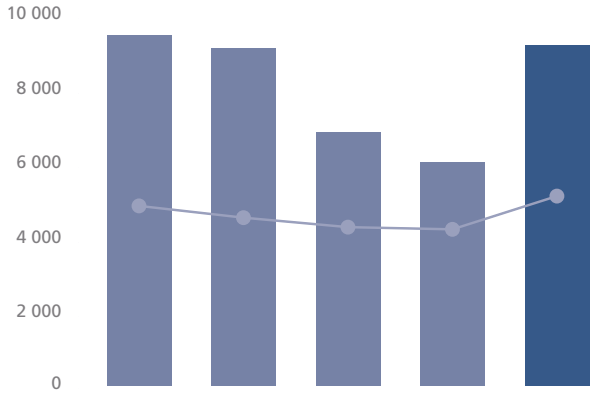


	2013	2014	2015	2016	**2017**
Sables pétrolifères	392,5	421,9	463,4	504,9	**563,7**
Exploration et production	132,6	113,0	114,4	117,9	**121,6**
	525,1	534,9	577,8	622,8	**685,3**

Flux de fonds (en millions de dollars)

9,1 milliards $ FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION EN 2017

Fonds provenant de l'exploitation
Capital de maintien et dividendes

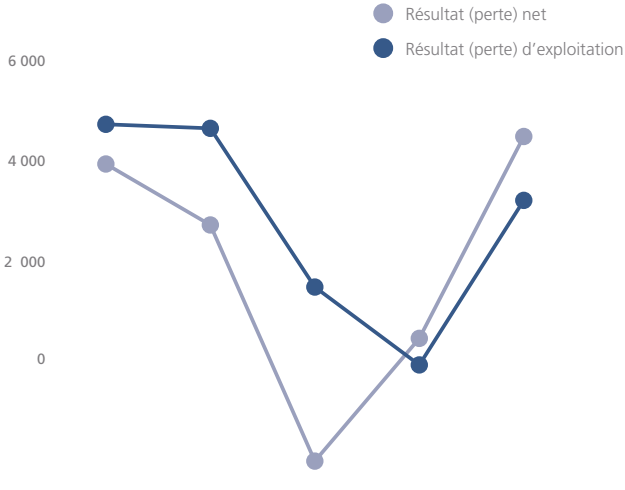


	2013	2014	2015	2016	**2017**
Fonds provenant de l'exploitation	9 412	9 058	6 806	5 988	**9 139**
Capital de maintien et dividendes	4 820	4 504	4 250	4 191	**5 083**

Résultat (en millions de dollars)

4,5 milliards $ RÉSULTAT NET EN 2017

Résultat (perte) net
Résultat (perte) d'exploitation

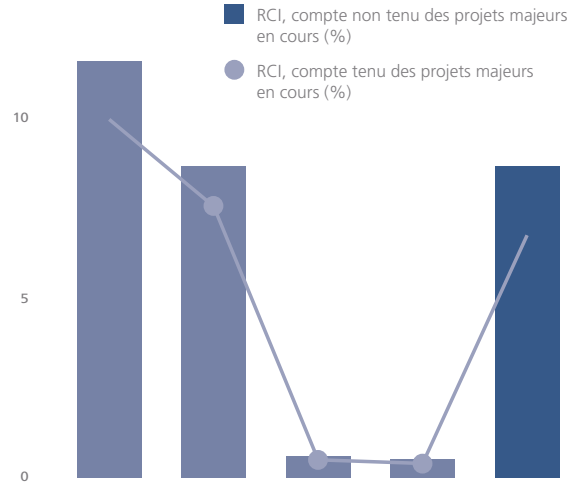


	2013	2014	2015	2016	**2017**
Résultat (perte) net	3 911	2 699	(1 995)	445	**4 458**
Résultat (perte) d'exploitation	4 700	4 620	1 465	(83)	**3 188**

Rendement du capital investi (en pourcentage)

8,6 % RENDEMENT DU CAPITAL INVESTI

RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours (%)
RCI, compte tenu des projets majeurs en cours (%)



	2013	2014	2015	2016	**2017**
RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	11,5	8,6	0,6	0,5	**8,6**
RCI, compte tenu des projets majeurs en cours (%)	9,9	7,5	0,5	0,4	**6,7**

Le présent rapport annuel renferme des énoncés prospectifs reposant sur les attentes, les estimations, les projections et les hypothèses actuelles de Suncor ainsi que sur certaines mesures financières, à savoir, le résultat (la perte) d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation, le rendement du capital investi (RCI), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les charges d'exploitation décaissées du secteur Exploration et production, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les flux de fonds disponibles discrétionnaires, qui ne sont généralement pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR). Se reporter à la rubrique Mises en garde de ce rapport annuel et du rapport de gestion de Suncor daté du 1er mars 2018.

L'AVANTAGE DE SUNCOR

La base d'actifs à faible déclin ayant une longue durée de vie, le bilan solide, le modèle intégré et la diversification des flux de trésorerie de Suncor nous distinguent de nos pairs. Nous nous efforçons d'être le concurrent sobre en carbone affichant de faibles coûts d'exploitation dans notre industrie. La mise à profit de ces différenciateurs, notamment notre savoir-faire et notre accent en matière de développement durable et de technologie, a contribué à notre position de chef de file dans l'industrie et jeté les bases de la création de valeur à long terme pour les actionnaires.

BASE DE RÉSERVES À FAIBLE DÉCLIN AYANT UNE LONGUE DURÉE DE VIE

Nous nous engageons à travailler pour dégager le maximum de valeur de nos vastes ressources grâce à un accent soutenu sur le développement responsable et la gestion rigoureuse des coûts.

Pour plus d'information sur notre base de réserves, se reporter à notre Notice annuelle datée du 1er mars 2018.

4,8 milliards de bep prouvés

7,8 milliards de bep prouvés et probables

Plus de 31 ans Durée de vie des réserves prouvées et probables

DÉVELOPPEMENT DURABLE ET TECHNOLOGIE

Nous sommes déterminés à être un producteur à faibles coûts et sobre en carbone qui démontre du leadership dans les domaines de la performance environnementale et de la responsabilité sociale, tout en contribuant à une économie prospère.

Technologie : Suncor s'est donnée pour objectif de réduire les coûts et les émissions de gaz à effet de serre et l'utilisation des terres et de l'eau en ayant recours au développement technologique. Les projets Enhanced Solvent Extraction Incorporating Electromagnetic Heating (ESEIEH) et NSolv^MC visent à réduire la consommation de gaz naturel et d'eau dans les activités in situ, et les systèmes de transport autonomes devraient accroître l'efficacité et la sécurité dans les mines des sables pétrolifères.

Collectivité : En 2017, Suncor a cédé une participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew, pour un produit d'environ 503 millions $. Il s'agit du plus important investissement commercial à ce jour pour une Première Nation au Canada, qui témoigne de notre engagement à collaborer avec la collectivité dans le cadre de projets visant le développement durable des ressources. Depuis 1999, Suncor a dépensé environ 3,9 milliards $ auprès d'entreprises autochtones (entrepreneurs directs et sous-traitants), près de la moitié ayant été dépensée depuis 2013.

Remise en état : Suncor a été le premier exploitant des sables pétrolifères à remettre en état un bassin de résidus avec son projet Wapisiw Lookout, et a atteint un jalon dans le domaine de la remise en état avec l'ouverture de la tourbière Nikanotee, l'un des premiers bassins versants des terres humides remis en état dans le monde. En 2017, l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta a approuvé le plan de gestion des résidus de Suncor, qui permettra de réduire l'accumulation de résidus liquides et le nombre global de bassins de résidus sur place.

FAITS SAILLANTS

48,2 HECTARES DE TERRES HUMIDES ET DE LACS REMIS EN ÉTAT

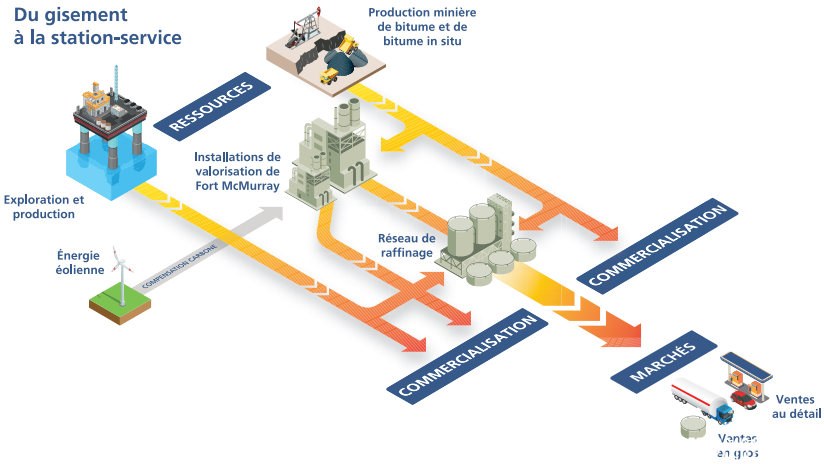
7,9 MILLIONS D'ARBRES, D'ARBUSTES ET DE PLANTES

Pour en savoir plus sur notre approche en matière de développement durable, consulter le Rapport sur le développement durable 2017 de Suncor.

UN MODÈLE INTÉGRÉ ÉPROUVÉ

Du gisement à la station-service, nous optimisons les profits à chaque maillon de la chaîne de valeur. Notre modèle intégré hautement efficace limite l'exposition de Suncor aux écarts de prix du brut, et environ 80 % de la production de bitume est valorisée en produits pétroliers légers ou raffinés plus chers. De plus, nos activités extracôtières procurent une diversification géographique et des flux de trésorerie.

Les actifs intermédiaires permettent une flexibilité opérationnelle grâce à l'accroissement de la capacité du transport par pipeline et l'accès à de nouveaux marchés internationaux.



80 % ENVIRON 80 % DE LA PRODUCTION DE BITUME EST VALORISÉE EN PRODUITS PÉTROLIERS LÉGERS OU RAFFINÉS PLUS CHERS

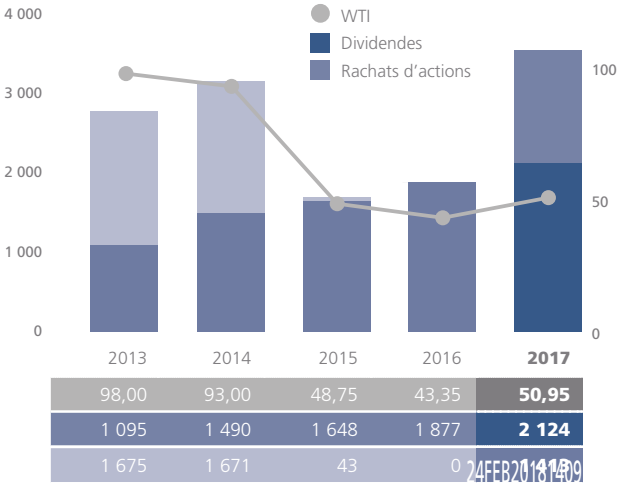
CAPACITÉ FINANCIÈRE

Nous avons l'intention d'offrir des rendements compétitifs et durables à nos actionnaires en nous concentrant sur la gestion rigoureuse des coûts, l'excellence opérationnelle et la croissance rentable à long terme. Notre solide bilan jette les bases pour augmenter les rendements et la valeur pour les actionnaires grâce à une croissance constante des dividendes alors que 2017 marque la quinzième année consécutive de croissance du dividende annuel de Suncor et la reprise des rachats d'actions.

L'ANNÉE 2017 MARQUE LA 15E ANNÉE CONSÉCUTIVE DE CROISSANCE DU DIVIDENDE ANNUEL

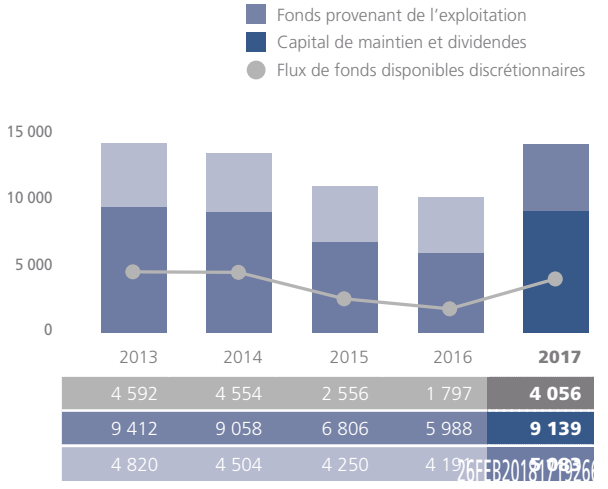
Croissance du dividende

3,5 MILLIARDS $ REDISTRIBUÉS AUX ACTIONNAIRES EN 2017 EN DIVIDENDES ET RACHATS D'ACTIONS



Fonds provenant de l'exploitation (en millions $)

4,1 MILLIARDS $ EN FLUX DE FONDS DISPONIBLES DISCRÉTIONNAIRES



MESSAGE AUX ACTIONNAIRES

« À n'en pas douter, l'industrie énergétique au Canada a été mise à rude épreuve depuis les trois dernières années où les prix du pétrole sont demeurés *plus bas pendant plus longtemps*. Dans le cas de Suncor, cependant, cette période s'est avérée non seulement un défi, mais aussi une occasion. Grâce à son modèle d'affaires intégré, son bilan solide et l'accent mis sur la gestion rigoureuse du capital et l'excellence opérationnelle, Suncor est ressortie plus forte que jamais. Nous sommes donc bien positionnés pour poursuivre la croissance de l'entreprise – de façon sécuritaire, fiable et rentable – pendant de nombreuses années encore. »

STEVE WILLIAMS

Nous suivons un plan pluriannuel qui vise l'amélioration de la fiabilité, la réduction des coûts et la gestion plus prudente de l'affectation du capital. Cette initiative a débuté bien avant la baisse des prix du pétrole, mais elle nous a bien servis tout au long de la période de volatilité. Alors que beaucoup de nos concurrents ont battu en retraite ou se sont retirés, nous avons augmenté notre production, réduit nos coûts et accru le rendement pour les actionnaires en augmentant les dividendes et en rachetant des actions, tout en conservant un bilan solide.

Pendant tout ce temps, nous avons maintenu le cap sur un autre élément clé de notre stratégie d'entreprise – être un leader en matière de développement durable. Nous savons que les dimensions sociales, environnementales et économiques du développement énergétique sont fondamentalement intégrées et que pour réussir, toutes ces dimensions doivent être prises en compte.

En obtenant de meilleurs résultats que nos concurrents dans un cycle de prix très difficile, nous avons gagné la confiance des investisseurs. Nous démontrons aussi que notre secteur Sables pétrolifères peut être compétitif sur le plan des coûts et de plus en plus compétitif sur le plan du carbone à l'échelle mondiale, conformément à notre aspiration d'être un fournisseur d'énergie de choix à long terme.

Nous avons souligné le 50e anniversaire de l'exploitation des sables pétrolifères en 2017 et il semblait à propos pour Suncor de démarrer la production du projet Fort Hills, qui sera en mesure de fournir de l'énergie – et un rendement pour les investisseurs – pour les cinquante prochaines années. Un autre projet de croissance majeur, Hebron, a été mis en production en 2017; c'est une autre bonne raison d'envisager l'avenir avec confiance et optimisme.

Je crois que nous commençons à peine à récolter les avantages que nous procurent notre modèle d'affaires et notre stratégie. En continuant de faire preuve de discipline en matière de capital, de gestion des coûts et d'excellence opérationnelle, nous jetons des bases solides en vue des prochaines étapes du parcours de Suncor vers l'avenir.

2017 : LA FORCE PASSE PAR L'INTÉGRATION

Pendant cette autre année marquée par la volatilité dans l'industrie mondiale de l'énergie, Suncor a continué de croître et de créer de la valeur pour ses actionnaires.

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 685 300 barils équivalent pétrole par jour (bep/j), soit une hausse de 10 % par rapport à celle de 2016. Nous avons généré des fonds provenant de l'exploitation de 9,1 milliards $, ce qui a amplement couvert notre capital de maintien et nos obligations en matière de dividende de 5,1 milliards $, tout en dégageant environ 4,1 milliards $ en flux de fonds disponibles discrétionnaires.

9,1 milliards $ FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION EN 2017

Nous avons également renforcé notre bilan en 2017 grâce au remboursement anticipé de la dette à long terme. Notre ratio dette nette/flux de fonds a diminué à moins de deux fois, alors que notre ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres a diminué à 25,6 %. Nous continuerons de gérer notre bilan de façon conservatrice comme un actif stratégique.

La production du secteur Sables pétrolifères a établi un record en 2017 et nous avons enregistré les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères les plus basses en dix ans – 23,80 $ par baril (ce qui représente moins que 18,35 $ US par baril), soit une réduction de 10 % par rapport à 2016.

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Exploration et production (E et P) ont diminué de 14 %, avec des charges d'exploitation moyennes inférieures à 11,50 $ par baril sur la côte Est et à 5 $ en mer du Nord – ici aussi, en dollars canadiens.

La majorité des économies de coûts sont attribuables à une amélioration de la productivité et à la rationalisation des activités. En fin de compte, nous cherchons à amener l'entreprise vers une structure de coûts moins élevés, tout en continuant à faire croître la production.

La diversification du flux de trésorerie est importante. Le secteur E et P demeure une source fiable et très rentable de production de pétrole à faible coût et de flux de trésorerie. De plus, nos taux d'utilisation des raffineries sont demeurés supérieurs aux moyennes de l'industrie. En fait, même si plusieurs prévoyaient des résultats à la baisse dans le secteur du raffinage et de la commercialisation, les activités du secteur Aval de Suncor ont généré des bénéfices et des flux de fonds accrus.

Ensemble, ces résultats témoignent encore une fois de la valeur du modèle d'affaires intégré de Suncor. Nous sommes l'une des très rares entreprises énergétiques à exercer des activités à toutes les étapes de la chaîne de valeur, incluant l'extraction, la valorisation, le raffinage et la commercialisation des ressources ainsi que les activités logistiques intermédiaires. En 2017, ce modèle a continué de nous aider à atténuer l'impact des écarts de prix du brut, à générer des profits afin de faire croître l'entreprise et la valeur pour nos actionnaires.

Nous avons renforcé nos activités grâce à une série de cessions et d'acquisitions contracycliques stratégiques.

En 2017, nous avons conclu la vente de notre division de lubrifiants Petro-Canada et vendu une participation combinée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est à deux partenaires des Premières Nations. En 2015 et en 2016, nous avons pris des décisions en vue d'élargir avantageusement les investissements dans nos activités de base dans un contexte de baisse des prix en faisant l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet Fort Hills et en augmentant notre participation dans Syncrude afin de nous retrouver en position majoritaire avec 54 %.

150 %

AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES, NOTRE DIVIDENDE A AUGMENTÉ DE PRÈS DE 150 %

Lignes de tendance positives

Le solide rendement de Suncor en 2017 est particulièrement encourageant compte tenu de ce que nous avons été en mesure d'accomplir dans une période très difficile pour notre industrie. Notre croissance, notre génération de fonds et notre bilan se démarquent quand on les compare aux résultats de nos concurrents.

Un des facteurs déterminants de notre solide rendement est notre gestion rigoureuse des coûts au cours des dernières années. En 2017, le montant total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Suncor était inférieur à celui de 2014, même si nous avons augmenté notre production de près de 30 % au cours de la même période.

Notre importante génération de flux de fonds nous a permis de continuer à augmenter le rendement pour les actionnaires. Le dividende annuel de Suncor a augmenté pour une 15e année consécutive en 2017; uniquement au cours des cinq dernières années, notre dividende a augmenté de près de 150 %. Nous avons également racheté et annulé près de 2 % des actions en circulation en 2017.

La position de Suncor en matière de dividendes et de rachat d'actions demeure claire et cohérente. Nous nous engageons à offrir un dividende concurrentiel et durable qui augmentera conformément à la croissance structurelle de nos flux de fonds disponibles – et nous continuerons à verser de l'argent aux actionnaires par le biais de rachats d'actions opportunistes lorsque les conditions du marché sont favorables.

Gestion d'une croissance rentable

Tandis que de nombreuses entreprises dans notre secteur ont été forcées de mettre leurs

plans de croissance de côté en raison de la baisse des prix du pétrole, Suncor a réalisé deux projets de croissance majeurs – Fort Hills et Hebron.

À Fort Hills, nous avons échelonné soigneusement des mises à l'essai en 2017 en vue d'éliminer les risques de la phase d'accélération de la production. D'ici la fin de 2018, nous prévoyons atteindre 90 % de la capacité de production prévue de 194 000 barils par jour (b/j). L'un des meilleurs sites d'extraction des sables pétrolifères dans la région, Fort Hills est en mesure de générer une rentabilité et des rendements substantiels pour les actionnaires pour les décennies à venir.

La production du projet Hebron situé au large de la côte Est du Canada, a également démarré en avance. Au maximum de sa capacité, Hebron devrait produire à faibles coûts plus de 30 000 b/j de pétrole brut nets à Suncor.

Syncrude : obstacles et synergies

Le chemin qui mène à l'excellence opérationnelle est sinueux. Les interruptions planifiées et non planifiées à Syncrude ont réduit la quote-part de production de Suncor de plus de 100 000 b/j au deuxième trimestre de 2017.

Ces interruptions n'ont fait que renforcer notre détermination collective à continuer à collaborer avec l'exploitant et les autres propriétaires pour poursuivre l'amélioration de la fiabilité des actifs de Syncrude. Ces efforts rapportent déjà comme en témoigne le rendement encore plus solide des actifs au cours des deux derniers trimestres de l'année. Je crois que nous sommes en mesure d'atteindre nos objectifs : porter les taux d'utilisation à plus de 90 % et ramener les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude sous les 30 $ par baril d'ici 2020.

L'acquisition d'une participation majoritaire dans Syncrude visait à créer des synergies entre les principaux actifs se trouvant à proximité et à appliquer notre expertise de la mise en valeur des sables pétrolifères, pour améliorer la fiabilité, réduire les coûts et ajouter de la valeur pour les actionnaires. Je suis convaincu que nous y arriverons.

Accès au marché

Suncor a accueilli avec satisfaction l'approbation des importants projets d'expansion de pipelines en 2017. Nous continuons à appuyer d'autres options de transport sécuritaire et écologique par pipeline pour acheminer le pétrole et les produits raffinés canadiens partout dans le monde.

Les pipelines représentent une infrastructure essentielle et même si Suncor possède déjà une capacité de transport par pipeline adéquate pour sa production, incluant les volumes produits à Fort Hills, nous croyons que l'accès au marché est dans l'intérêt national. Dans le cas d'une économie axée sur l'exploitation des ressources comme celle du Canada, nous devons nous assurer de retirer la pleine valeur de notre production afin de permettre des investissements dans la création d'emplois, l'éducation, les soins de santé et l'amélioration de notre performance environnementale.

PORTER LES TAUX D'UTILISATION À PLUS DE 90 %

UN REGARD VERS L'AVENIR : UN AVANTAGE POUR LES SABLES PÉTROLIFÈRES

Je me suis intéressé aux récents commentaires émis dans le marché qui suggéraient que les investisseurs voulaient que les entreprises vivent selon leurs moyens et mettent l'accent sur le rendement plutôt que seulement sur la croissance. C'est l'approche adoptée par Suncor pendant la période de prix élevés du pétrole, soit de 2011 à 2014, alors que les autres décidaient d'engager des dépenses insoutenables et augmentaient leur endettement. Nous pensions alors qu'il était plus prudent de se préparer financièrement pour l'inévitable recul des prix et les occasions de croissance rentables que l'on pourrait alors saisir.

Dans l'intervalle, nous avons pu constater qu'une grande discipline dans nos investissements et une gestion rigoureuse des coûts avaient permis une croissance durable et rentable, plutôt que de la freiner. Avec la mise en production de Fort Hills et Hebron, nous prévoyons réduire les dépenses en immobilisations pour 2018 de près de 1,0 milliard $ par rapport à celles de 2017, tout en augmentant la production de plus de 10 %.

Le programme de dépenses en immobilisations de Suncor pour 2018 est axé en grande partie sur les investissements de maintien, compte tenu des travaux majeurs de maintenance planifiés, et du besoin d'investir dans des activités sécuritaires, fiables et rentables. Mais pour l'avenir, nous entrevoyons aussi de nombreuses possibilités de croissance, dont plusieurs émergeront d'elles-mêmes. Il peut s'agir de projets d'intégration à nos actifs des sables pétrolifères à moyen terme, d'occasions liées à la production extracôtière, de nouvelles installations comme les projets in situ Lewis et Meadow Creek, ainsi que le projet Rosebank dans le secteur britannique de la mer du Nord.

L'objectif principal de la prochaine étape de croissance portera sur nos installations in situ. Suncor a été la première société énergétique à recevoir l'approbation de multiples projets in situ dans le cadre d'un processus de demande réglementaire simplifié qui permet de réduire les délais et d'offrir une plus grande certitude aux demandeurs et aux divers intervenants. Nous sommes maintenant mieux placés pour augmenter notre production en toute fiabilité tout en respectant – ou même en dépassant – les normes environnementales établies par les organismes de réglementation.

Il est important de noter que les projets de croissance, nouveaux et à venir, devraient être plus concurrentiels, tant sur le plan économique qu'environnemental. Par exemple, sur une base du puits au réservoir, l'intensité des émissions des gaz à effet de serre (GES) de la production à Fort Hills devrait se situer à environ 4 % en dessous de la moyenne en Amérique du Nord. Par ailleurs, les technologies in situ de la prochaine génération présentent le potentiel non seulement de réduire les coûts, mais aussi de diminuer considérablement l'empreinte carbone de la production in situ.

Nous avons déjà constaté les avantages que procure la réduction des coûts et l'amélioration de la fiabilité opérationnelle. Suncor est maintenant à un point où elle peut générer suffisamment de fonds provenant de l'exploitation représentant de 40 $ à 45 $ US le baril pour couvrir son capital de maintien et ses dividendes. Peu d'entreprises dans le monde peuvent prétendre la même chose.

Si on met tout cela ensemble avec une série de changements progressifs en vue d'apporter des améliorations à la performance environnementale, vous obtenez un aperçu de ce que j'appelle

un avantage pour les sables pétrolifères – une base de réserves à faible déclin ayant une longue durée de vie qui, loin de générer une production marginale, s'avère un atout concurrentiel à l'échelle mondiale tant pour la réduction des coûts que celle du carbone.

Pour tirer pleinement profit de cet avantage, nous devrons demeurer concentrés sur ce que nous pouvons contrôler, notamment la gestion rigoureuse du capital, la gestion des coûts, l'excellence opérationnelle et la viabilité.

DÉVELOPPEMENT DURABLE : LE LIEN QUI NOUS UNIT

Depuis deux décennies, Suncor est un chef de file de l'industrie en matière de développement durable. Pour l'avenir, notre engagement à améliorer de façon continue notre rendement sur le plan environnemental, social et économique sera plus important que jamais. En cette période de transition mondiale vers une économie sobre en carbone, nous avons l'intention d'être un fournisseur d'énergie de choix progressiste, économique et concurrentiel au chapitre des émissions de carbone.

Changements climatiques

Les changements climatiques représentent l'un des principaux défis de notre ère et, en tant qu'entreprise, nous travaillons sur plusieurs fronts – tant à l'interne qu'à l'externe – à relever ce défi.

Suncor poursuit un objectif ambitieux en matière de développement durable afin de réduire de 30 % l'intensité des émissions de GES dans le cadre de sa production de pétrole et de produits pétroliers d'ici 2030. Nous croyons que cet objectif, combiné à notre engagement soutenu à nous tourner vers la technologie et l'innovation, nous mettra sur la voie pour abaisser la courbe de croissance des émissions absolues de GES.

30 % SUNCOR RÉDUIRA L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES DE 30 % D'ICI 2030

En 2017, nous avons publié notre premier rapport climat indépendant, qui se veut une communication transparente des raisons pour lesquelles nous croyons que notre stratégie s'adapte à plusieurs scénarios de nature prospective – tous représentant entité.

Suncor continue de soutenir une politique en matière de changements climatiques qui favorise un rendement amélioré tout en conservant la compétitivité du secteur énergétique canadien. Nous continuons également à collaborer avec des organismes comme la Coalition pour le leadership en matière de tarification du carbone, la Commission de l'écofiscalité et Energy Futures Lab pour favoriser une transition efficace et rentable vers une économie plus sobre en carbone.

Technologie

Pendant le récent repli des prix du pétrole, Suncor a continué d'investir environ 200 millions $ chaque année dans le développement technologique et en 2017, nous avons aussi investi près de 350 millions $ dans le développement et la mise en œuvre de nouvelles technologies. Nous agissons ainsi, car la technologie est la clé de l'exécution de nos stratégies en matière de changements climatiques et dans l'atteinte d'autres objectifs liés à l'environnement et à la réduction des coûts.

200 millions $ DÉPENSÉS ANNUELLEMENT DANS LE DÉVELOPPEMENT TECHNOLOGIQUE

Notre stratégie en matière de technologie comprend des investissements dans des processus d'extraction in situ de la prochaine génération qui pourraient permettre de réduire de façon considérable la consommation d'eau et d'énergie, les coûts et les émissions de GES. Nous procédons actuellement à l'évaluation de la possibilité d'amener ces technologies in situ à l'étape de commercialisation. En 2018, nous nous préparons aussi pour la mise en œuvre d'une nouvelle technologie commercialement prête conçue pour améliorer la remise en état des bassins de résidus.

Suncor continue de collaborer avec d'autres entreprises et des partenaires externes par l'entremise d'organismes tels que Canada's Oil Sands Innovation Alliance (COSIA) et Evok Innovations sur des solutions technologiques propres qui nous aideront à prospérer dans l'économie de demain. À titre d'exemple, la solution de HARBO Technologies, financée par Evok, propose le système de confinement de déversements de pétrole en milieu marin le plus petit et le plus léger au monde. Ce système, qu'on peut entreposer à bord d'un navire, peut être déployé sur-le-champ afin de prévenir un déversement de pétrole en milieu marin.

Partenariats avec les Autochtones

L'objectif de développement durable à portée sociale de Suncor vise à accroître la participation des Autochtones du Canada dans le développement des ressources. Il s'agit de changer notre façon de penser et d'agir – et de travailler avec les Autochtones en vue d'une réconciliation économique et sociale.

Nous avons fait une avancée importante en 2017 avec l'acquisition par la Première Nation de Fort McKay et la Première Nation crie Mikisew d'une participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est de Suncor – le plus important investissement commercial à ce jour par une entité des Premières Nations au Canada. En 2017, Suncor a aussi fait l'acquisition d'une participation de 41 % dans PetroNor, un distributeur de produits pétroliers détenu et exploité par les Cris de la baie James.

Afin de souligner les efforts de Suncor, le Conseil canadien pour le commerce autochtone lui a attribué la certification Or dans le cadre du programme Progressive Aboriginal Relations (PAR) en 2017. Nous sommes honorés par cette reconnaissance, mais nous savons qu'il y a encore énormément à faire pour gagner la confiance et le soutien des peuples autochtones et de leurs communautés.

L'ÉQUIPE SUNCOR

Le succès de Suncor pendant ce cycle de repli des prix du pétrole est attribuable au travail acharné, au talent et à l'ingéniosité de ses employés. Nous sommes aussi redevables à notre conseil d'administration, dont les recommandations éclairées nous permettent de demeurer centrés stratégiquement sur nos objectifs à long terme.

Nous avons perdu un géant de notre industrie en 2017 avec le décès de Rick George, qui a occupé le poste de chef de la direction de Suncor pendant 21 ans. Rick a contribué à transformer Suncor. Il a fait de cette entreprise en difficulté, pionnière dans le secteur des sables pétrolifères, la plus importante société énergétique intégrée au Canada. Il a guidé l'entreprise en adoptant des technologies d'avant-garde pour améliorer la performance environnementale, la rentabilité et la compétitivité.

Rick a joué un rôle important dans mon arrivée à Suncor et j'ai rapidement partagé sa passion pour les sables pétrolifères. Il comprenait que le progrès dans cette industrie passe par un accent marqué sur les défis et les occasions de demain.

Conformément à la tradition de Suncor, nous avons procédé à deux changements dans l'équipe de leadership de la haute direction en 2017 qui, selon moi, seront un atout pour l'avenir. Mark Little, anciennement président, Amont a été nommé chef de l'exploitation et Eric Axford, anciennement vice-président directeur, Services d'entreprise, est maintenant vice-président directeur et chef du développement durable. Dans leurs postes respectifs, Mark et Eric s'emploieront à aider Suncor à continuer de mettre de l'avant l'excellence opérationnelle et le développement durable de l'énergie.

Au fil du temps, une valeur continue de surpasser toutes les autres – la sécurité avant tout. Suncor s'est engagée à éliminer tous les incidents en milieu de travail, un objectif que l'on retrouve dans notre programme de prévention Objectif Zéro. Nous avons continué à réduire les blessures entraînant un arrêt de travail et la fréquence des blessures consignées dans l'ensemble de l'entreprise en 2017, et nous poursuivrons nos efforts jusqu'à ce que ce résultat soit à zéro et s'y maintienne.

Peu importe l'évolution future des prix des marchandises, Suncor prévoit continuer d'allouer des capitaux de façon rigoureuse, de réduire les charges d'exploitation et de démontrer qu'elle peut être compétitive quant aux coûts et de plus en plus compétitive sur le plan du carbone à l'échelle mondiale. De cette façon, nous croyons être en mesure de fournir à nos actionnaires le rendement accru auquel ils s'attendent tout en répondant aux besoins énergétiques mondiaux.

Steve Williams

Steve Williams
Président et chef de la direction

PERSPECTIVES DE LA SOCIÉTÉ 2018

Le tableau ci-dessous résume les prévisions tirées des perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice 2018 et les résultats réels pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Pour plus d'information au sujet des perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice 2018, notamment sur les hypothèses, visiter www.suncor.com/fr/guidance. Voir aussi la rubrique « Mises en garde du présent rapport annuel ».

	Perspectives pour l'ensemble de l'exercice 2017 au 25 octobre 2017	Exercice réel clos le 31 décembre 2017	**Perspectives pour l'ensemble de l'exercice 2018 au 7 février 2018**
Secteur Sables pétrolifères (b/j)	420 000 – 450 000	429 400	**425 000 – 455 000**
Fort Hills (b/j)	—	—	**50 000 – 60 000**
Syncrude (b/j)	130 000 – 145 000	134 300	**150 000 – 165 000**
Exploration et production (bep/j)	115 000 – 125 000	121 600	**105 000 – 115 000**
Production totale (bep/j)[1]	680 000 – 720 000	685 300	**740 000 – 780 000**
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ($/b)	23,00 $ – 26,00 $	23,80 $	**23,00 $ – 26,00 $**
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills[2] **($/bbl)**	— $	— $	**35,00 $ – 40,00 $**
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ($/b)	42,00 $ – 45,00 $	44,05 $	**32,50 $ – 35,50 $**
Taux d'utilisation des raffineries[3]	92 % – 96 %	96 %	**90 % – 94 %**

1) Au moment de la publication, la production en Libye est toujours touchée par des troubles civils et, par conséquent, aucune donnée de nature prospective sur la production en Libye ne fait partie des perspectives quant à la production du secteur Exploration et production et à la production totale de Suncor. Les fourchettes de production pour le secteur Sables pétrolifères, Fort Hills, Syncrude et le secteur Exploration et production ne sont pas censées s'additionner pour égaler la production totale de Suncor.

2) Les perspectives de Suncor pour la production de Fort Hills pour 2018 sont actuellement de 20 000 à 40 000 b/j au T1, de 30 000 à 50 000 b/j au T2, de 60 000 à 70 000 b/j au T3 et de 80 000 à 90 000 b/j au T4. Les prévisions de Suncor concernant les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills pour 2018 sont de 70 $/b à 80 $/b au T1, de 40 $/b à 50 $/b au T2, de 30 $/b à 40 $/b au T3 et de 20 $/b à 30 $/b au T4.

3) Le taux d'utilisation des raffineries se fonde sur les capacités de traitement de brut suivantes : Montréal – 137 000 b/j; Sarnia – 85 000 b/j; Edmonton – 142 000 b/j; et Commerce City – 98 000 b/j.

Dépenses en immobilisations[1]

(en millions $)	Prévisions pour l'exercice 2018 complet 7 février 2018	Capital de croissance (%)[2]
Amont	3 650 – 4 050	30 %
Aval	800 – 850	0 %
Société	50 – 100	0 %
	4 500 – 5 000	**25 %**

1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte des intérêts d'environ 115 millions $ incorporés à l'actif.

2) Le reste des dépenses en immobilisations représente le capital de maintien. Pour la définition des dépenses en immobilisations de maintien et de croissance, voir la rubrique Mises à jour concernant les dépenses en immobilisations du rapport de gestion.

MISES EN GARDE

Toute l'information financière contenue dans les sections précédentes du présent rapport annuel est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, sauf indication contraire, sauf pour la production de la Libye en 2016 et en 2017, qui est présentée en fonction des droits. Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales, partenariats et coentreprises, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

Les sections précédentes du présent rapport annuel contiennent certains renseignements et énoncés de nature prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs ») au sens attribué à ce terme par les lois canadiennes et américaines applicables régissant les valeurs mobilières. Les renseignements et énoncés prospectifs reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que l'entreprise a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où ces énoncés ont été formulés, et en fonction de l'expérience de Suncor et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de ce qui suit : l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et de l'équipement; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois et les politiques gouvernementales en vigueur; les taux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et des infrastructures; la capacité des tiers à remplir leurs obligations face à Suncor; l'exécution des projets et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et renseignements traitant des attentes ou des 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 décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats financiers et d'exploitation, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « peut », « futur », « promesse », « prévision », « potentiel », « occasion », « voudrait » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs dans les sections précédentes du présent rapport annuel comprennent des références à ce qui suit :

- les stratégies de Suncor, notamment s'efforcer d'être le concurrent sobre en carbone affichant de faibles coûts d'exploitation dans notre industrie, l'engagement de l'entreprise à dégager la pleine valeur de ses ressources grâce à un accent soutenu sur le développement responsable et la gestion rigoureuse des coûts et la détermination à faire preuve de leadership en matière de performance environnementale et de responsabilité sociale, tout en contribuant à une économie forte;
- l'attente selon laquelle le plan de gestion des résidus de Suncor réduira l'accumulation des résidus et le nombre global de bassins de résidus sur place;
- les estimations des réserves et de la durée de vie des réserves de Suncor;
- les attentes à propos de Fort Hills, notamment que 90 % de la capacité de production prévue de 194 000 b/j sera atteinte d'ici la fin de 2018, et que Fort Hills est en mesure de générer une rentabilité substantielle et des rendements pour les actionnaires pour les décennies à venir;
- les attentes à propos de Hebron, notamment qu'au maximum de sa capacité, la production s'élèvera à plus de 30 000 b/j de pétrole brut à faibles coûts nets à Suncor;
- les attentes à propos de Syncrude, notamment les efforts visant à améliorer la fiabilité, réduire les coûts et ajouter de la valeur pour les actionnaires, et les objectifs liés aux taux d'utilisation et aux charges d'exploitation décaissées de Syncrude d'ici 2020;
- les attentes à propos de la croissance de la production, la réduction des dépenses en immobilisations, le programme de dépenses en immobilisations pour 2018 et la progression de toute l'entreprise vers une structure viable de coûts moins élevés;
- les occasions de croissance potentielles;
- les objectifs de développement durable de Suncor, l'intensité attendue des émissions de GES provenant des activités de production à Fort Hills et les avantages attendus des nouvelles technologies;
- les attentes touchant le prix du pétrole auquel les fonds provenant de l'exploitation prévus couvriront le capital de maintien et les dividendes de l'entreprise;
- le fait que Suncor soit d'avis que sa stratégie s'adapte à plusieurs scénarios de nature prospective;
- les attentes selon lesquelles le dividende de Suncor augmentera conformément à la croissance structurelle des flux de fonds disponibles et que Suncor continuera de verser de l'argent aux actionnaires par le biais de rachats d'actions opportunistes lorsque les conditions du marché sont favorables, l'intention de gérer le bilan de façon conservatrice, et l'objectif d'offrir des rendements compétitifs et durables à nos actionnaires en nous concentrant sur la gestion rigoureuse des coûts, l'excellence opérationnelle et la croissance rentable à long terme;
- les objectifs de Suncor en matière de sécurité; et
- les prévisions de Suncor pour 2018 et par la suite, notamment les perspectives de la Société pour 2018.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas des garanties de la performance future et comportent des risques et incertitudes, dont certains sont similaires à ceux des autres entreprises pétrolières et gazières et d'autres qui sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor peuvent différer de façon importante de ceux qui sont exprimés ou sous-entendus par les énoncés prospectifs et les lecteurs sont prévenus de ne pas leur accorder une confiance indue. Les résultats financiers et d'exploitation des secteurs isolables de la Société, notamment les secteurs Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de nombreux facteurs.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; notre dépendance à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer les dépenses en immobilisations de croissance et de maintien du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, de la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, du stockage des résidus, du rendement des gisements et des installations in situ ou de la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les modifications apportées aux charges d'exploitation, notamment aux coûts de la main-d'œuvre, du gaz naturel et d'autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; et notre capacité 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 de mise en valeur des sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région de Wood Buffalo en Alberta et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement).

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Exploration et production sont, entre autres, la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes d'exploitation inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les feux, 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; la possibilité que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant d'actifs producteurs ou de perturber des programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques d'ordre politique, économique et socioéconomique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye en raison de l'agitation politique persistante; et la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Raffinage et commercialisation sont, entre autres, 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; notre capacité d'exploiter de façon fiable nos installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter nos objectifs de production et de vente; la possibilité que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; et les risques et les 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 risques, incertitudes et autres facteurs additionnels susceptibles d'influer sur les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs d'activité de Suncor sont, entre autres, les changements touchant 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'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques associés à l'exécution des projets majeurs de Suncor et la mise en service et l'intégration de nouvelles installations; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière de taux d'imposition ou les modifications apportées aux taxes, aux frais, aux redevances, aux droits et d'autres coûts de conformité imposés par les gouvernements; les changements apportés aux lois et aux politiques des gouvernements qui pourraient avoir une incidence sur les activités de l'entreprise, notamment des changements portant sur l'environnement (incluant les changements climatiques), les redevances et les lois et politiques fiscales; la capacité et la volonté des parties avec lesquelles nous avons des liens importants de s'acquitter de leurs obligations envers nous; la non-disponibilité d'une infrastructure de tiers, ou l'interruption de celle-ci, qui pourrait interrompre la production ou empêcher l'entreprise d'être en mesure de transporter ses produits; une interruption prolongée des activités ou des événements imprévus, tels que des incendies (incluant les feux de forêt), des bris d'équipement et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou les actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; le potentiel d'atteinte à la sécurité de l'infrastructure et de la technologie informatiques de Suncor par des personnes ou des entités malveillantes, et la non-disponibilité ou le défaut de

tels systèmes de fonctionner comme prévu suite à de telles atteintes; le risque que des objectifs commerciaux concurrents puissent dépasser la capacité de Suncor d'adopter et d'implanter le changement; les risques et incertitudes associés à l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation et des parties intéressées dans le cas de l'exploitation et l'exploration et des activités de développement; le potentiel de perturbation des activités et des projets de construction attribuable aux relations de Suncor avec les syndicats qui représentent les employés aux installations de l'entreprise; notre capacité de découvrir de nouvelles réserves pétrolières et gazières pouvant être exploitées de façon rentable; l'exactitude des estimations portant sur les réserves, les ressources et 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; la réussite des activités de gestion des risques de la Société menées à l'aide d'instruments dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, incluant les lois sur les changements climatiques; les risques liés à un activisme et une opposition de population accrus envers les carburants fossiles et les sables pétrolifères; les risques et les incertitudes liés à la conclusion d'une transaction d'achat ou de vente d'une entreprise, d'un actif ou d'une propriété pétrolière et gazière, incluant les estimations du dernier paiement à verser ou à recevoir, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques liés à des coentreprises dans lesquelles la Société détient des intérêts; l'obtention de l'approbation requise auprès des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et le respect de toutes les conditions de telles approbations; les risques liés aux revendications territoriales et exigences de consultation des Autochtones; les risques liés aux litiges; l'impact de la technologie et des risques liés au développement et à la mise en œuvre 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 début ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste précédente des facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et de ces autres hypothèses concernant les énoncés prospectifs de Suncor font l'objet d'analyses plus poussées dans le rapport de gestion contenu dans le présent rapport annuel, notamment sous la rubrique « Facteurs de risque », ainsi que dans la Notice annuelle/formulaire 40-F de Suncor datée du 1er mars 2018 et disponible à www.sedar.com et à www.sec.gov, ces facteurs de risque étant intégrés par renvoi aux présentes. Le lecteur est aussi invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose à l'occasion auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

Les perspectives de Suncor sont fondées sur les hypothèses suivantes relativement aux prix du pétrole : WTI, Cushing de 55 $ US/baril; Brent, Sullom Voe de 58 $ US/baril; et WCS, Hardisty de 40 $ US/baril. En outre, les perspectives sont fondées sur l'hypothèse d'un prix du gaz naturel (prix au comptant AECO) de 2,50 $ CA le gigajoule, d'un taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain de 0,80 $ et de ventes de pétrole brut synthétique tiré de l'exploitation des sables pétrolifères de 290 000 b/j à 310 000 b/j. Les hypothèses posées pour établir les prévisions de production du secteur Sables pétrolifères, de Syncrude et de Fort Hills pour 2018 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui selon la Société devraient réduire la maintenance non planifiée pour 2018. Les hypothèses posées pour établir les prévisions de production du secteur Exploration et production pour 2018 incluent celles ayant trait au rendement des gisements, aux résultats de forage et à la fiabilité des installations. Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les perspectives de Suncor pour 2018 incluent, entre autres, l'offre de bitume. L'offre de bitume pourrait varier en fonction du besoin d'effectuer des travaux de maintenance non planifiés à l'égard du matériel minier et des usines d'extraction, de la qualité du minerai, du stockage des résidus et du rendement des gisements in situ; Infrastructure de tiers. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées par des problèmes liés à l'infrastructure de tiers, dont des perturbations des services de pipeline ou d'électricité, pouvant entraîner une répartition de la capacité ou la fermeture de pipelines ou d'installations de tiers, ce qui aurait une incidence sur la capacité de la Société de produire ou de commercialiser son pétrole brut; Rendement des installations ou des plateformes d'exploitation récemment mises en service. Les taux de production pendant la période de mise en service de nouvel équipement sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des travaux de maintenance non planifiés; Maintenance non planifiée. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires à nos installations minières, d'extraction, de valorisation, de traitement in situ, de raffinage, de pipelines ou de production extracôtière; Maintenance planifiée. Les estimations de production, incluant la composition de la production, sont susceptibles d'être touchées s'il y a des imprévus au moment de la maintenance planifiée ou si celle-ci n'est pas exécutée efficacement. L'exécution réussie des travaux de maintenance et du démarrage des activités des actifs extracôtiers, notamment, peut être touchée par des conditions météorologiques difficiles, en particulier pendant l'hiver; Prix des marchandises. Des diminutions des prix des marchandises sont susceptibles de modifier nos prévisions de production ou de réduire nos programmes de dépenses en immobilisations; Activités à l'étranger. Les activités de Suncor à l'étranger et les actifs afférents sont assujettis à un certain nombre de risques politiques, économiques et socioéconomiques; Mise en service graduelle des projets. Les estimations de la production de Fort Hills et des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont susceptibles d'être affectées par des retards ou des imprévus liés à l'augmentation graduelle de la production dans le cadre du projet.

MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières utilisées dans les sections précédentes du présent rapport annuel, à savoir, le résultat (perte) d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation, le rendement du capital investi, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les charges d'exploitation décaissées du secteur Exploration et production, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les flux de fonds disponibles discrétionnaires, ne sont généralement pas prescrites par les PCGR. Le résultat (perte) d'exploitation pour 2015, 2016 et 2017 est défini dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans la rubrique Information financière du rapport de gestion et pour 2013 et 2014, il est défini dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion de Suncor pour l'année se terminant le 31 décembre 2015 (le rapport de gestion 2015) et fait l'objet d'un rapprochement dans la rubrique Information financière du rapport de gestion 2015. Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude sont définies dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans la rubrique Résultats sectoriels et analyse du rapport de gestion. Les fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés flux de trésorerie lié à l'exploitation) et le rendement du capital investi pour 2015, 2016 et 2017 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion et pour 2013 et 2014, ils sont définis et font l'objet d'un rapprochement dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion 2015. Les flux de fonds disponibles discrétionnaires (auparavant appelés flux de trésorerie disponibles discrétionnaires) pour 2015, 2016 et 2017 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion et pour 2014, ils sont définis et font l'objet d'un rapprochement dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion de Suncor pour l'année se terminant le 31 décembre 2016. Les charges d'exploitation décaissées du secteur E et P sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de ventes et frais généraux du secteur E et P en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur E et P. Les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de ventes et frais généraux de Fort Hills en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités de Fort Hills, ce qui comprend, entre autres, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets. Ces mesures financières hors PCGR ont été incluses parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables avec les mesures similaires présentées par d'autres entreprises et elles ne devraient pas être utilisées hors contexte ni comme des substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

RÉSERVES

L'information sur les réserves contenue dans ce document tient compte des participations directes de Suncor (exploitées ou non exploitées) avant réduction des redevances, sans inclure aucun droit de redevances de Suncor, et est présentée en date du 31 décembre 2017. Pour plus d'information sur les réserves de Suncor, incluant les définitions des réserves prouvées et probables, la participation de Suncor, l'emplacement des réserves et des ressources et les types de produits auxquels il est raisonnable de s'attendre, veuillez consulter la Notice annuelle de Suncor datée du 1er mars 2018 disponible à www.sedar.com et à www.sec.gov. Les données sur les réserves sont établies à partir d'évaluations menées par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

CONVERSIONS DES MESURES

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi^{3}e de gaz naturel, en supposant que six kpi^3 équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Se référer aux mises en garde à la rubrique Conversions des mesures du rapport de gestion.

REMISE EN ÉTAT

Un terrain est considéré comme étant remis en état de façon permanente lorsqu'on observe la création de reliefs et l'établissement de tracés, l'ajout de matières propres (au besoin), l'ajout de matières remises en état et la revégétalisation. Les terrains ne peuvent faire partie de la liste des terrains remis en état de façon permanente avant qu'on y observe de la revégétalisation, ce qui correspond aux plans de remise en état et de revégétalisation approuvés. Suncor a remis en état un total cumulatif de 48,2 hectares de terres humides et de lacs.

RAPPORT DE GESTION

Le 1er mars 2018

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et aux notes annexes. Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle datée du 1er mars 2018 de Suncor (la « notice annuelle de 2017 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedar.com, au www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com. L'information présentée sur notre site Web ou reliée à celui-ci, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie intégrante du rapport de gestion.

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

Table des matieres

16 Sommaire des donnees financieres et d'exploitation

19 Aperçu de Suncor

22 Information financiere

27 Resultats sectoriels et analyse

42 Analyse des resultats du quatrieme trimestre de 2017

44 Donnees financieres trimestrielles

47 Mise a jour concernant les depenses en immobilisations

50 Situation financiere et situation de tresorerie

55 Methodes comptables et estimations comptables critiques

59 Facteurs de risque

71 Autres elements

72 Mises en garde

Mode de presentation

Sauf indication contraire, toute l'information financiere a ete etablie conformement aux Normes internationales d'information financiere (les « IFRS ») publiees par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») et les principes comptables generalement reconnus (les « PCGR ») du Canada inclus dans la Partie 1 du *Manuel de CPA Canada*.

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

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

Mesures financieres hors PCGR

Certaines mesures financieres contenues dans le present rapport de gestion, a savoir le resultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectes a) l'exploitation, le rendement du capital investi (le « RCI »), les charges d'exploitation decaissees du secteur Sables petroliferes, les charges d'exploitation decaissees de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage, les flux de tresorerie disponibles discretionnaires et les stocks selon la methode du dernier entre, premier sorti (« DEPS »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Le resultat d'exploitation est defini a la rubrique « Mises en garde Mesures financieres hors PCGR » du present rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures etablies conformement aux PCGR aux rubriques « Information financiere » et « Resultats sectoriels et analyse » ci-apres. Des rapprochements des charges d'exploitation decaissees du secteur Sables petroliferes, des charges d'exploitation decaissees de Syncrude et des stocks selon la methode DEPS, definis a la rubrique « Mises en garde Mesures financieres hors PCGR », avec les mesures etablies conformement aux PCGR sont presentes a la rubrique « Resultats sectoriels et analyse » du present rapport de gestion. Le RCI, les fonds provenant de (affectes a) l'exploitation, les flux de tresorerie disponibles discretionnaires, la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont decrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures etablies conformement aux PCGR a la rubrique « Mises en garde Mesures financieres hors PCGR » du present rapport de gestion.

Conversions des mesures

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

Abreviations courantes

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

Risques et information prospective

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

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

1. SOMMAIRE DES DONNÉES FINANCIÈRES ET D'EXPLOITATION

Sommaire des données financières

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

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

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

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

Sommaire des données d'exploitation

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

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

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

Sommaire des résultats sectoriels

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

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

2. APERÇU DE SUNCOR

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

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

Stratégie de Suncor

Nous nous engageons à procurer des rendements soutenus et concurrentiels aux actionnaires en mettant l'accent sur la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations, l'excellence opérationnelle et la croissance rentable à long terme, tout en tablant sur nos atouts concurrentiels : des réserves à longue durée de vie et à faible déplétion parmi les plus importantes dans le secteur des sables pétrolifères; des activités en aval hautement performantes et entièrement intégrées; une production extracôtière ciblée qui offre une diversification sur les plans géographique et des flux de trésorerie; une bonne santé financière; une vaste expertise sectorielle; et un engagement ferme en faveur du développement durable. Les principales composantes de la stratégie de Suncor comprennent ce qui suit :

- Exploiter et mettre en valeur nos réserves de manière rentable – Le plan de croissance et de développement de Suncor met de l'avant des projets et des initiatives, comme les projets Fort Hills et Hebron où la production est en phase d'accélération et l'optimisation des actifs de Syncrude, qui devraient assurer la rentabilité à long terme de ses activités. Les importantes réserves à longue durée de vie et l'expertise sectorielle dont jouit la Société dans le secteur des sables pétrolifères ont jeté les fondements de cette croissance. Par ailleurs, les économies d'échelle réalisées par Suncor lui ont permis de se concentrer sur l'essor à court terme de l'industrie des sables pétrolifères par la mise en œuvre de projets d'agrandissement et d'amélioration de l'efficience à faible coût.
- Optimiser la valeur par l'intégration – Depuis les terrains miniers jusqu'aux stations-service, Suncor optimise sa rentabilité à chacune des étapes de la chaîne de valeur grâce à l'intégration des activités d'exploitation de sables pétrolifères, des activités extracôtières et des activités en aval, ce qui l'aide à se prémunir contre les effets liés aux écarts de prix du brut provenant de l'Ouest canadien. À un moment où la production en amont s'intensifie, le fait de garantir l'accès aux prix mondiaux par l'intermédiaire des activités de raffinage et du réseau logistique médian permet à la Société de maximiser les profits réalisés sur chaque baril produit en amont.
- Réaliser les coûts unitaires les plus bas de l'industrie dans chaque secteur d'activité – En misant sur l'excellence opérationnelle, Suncor s'efforce de tirer le maximum de ses activités. La réduction des coûts et l'attention constante accordée à l'accroissement de la productivité et de la fiabilité l'aideront à atteindre cet objectif.
- Devenir un chef de file en matière de développement durable – Suncor est fermement déterminée à réaliser sa vision du développement durable en faisant preuve de leadership et de collaboration au sein de l'industrie au chapitre de trois principes fondamentaux : la performance environnementale, la responsabilité sociale et la création d'une économie forte.

Faits saillants de 2017

Sommaire des résultats financiers

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

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

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

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

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

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

- La production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 429 400 b/j en 2017, et le taux de fiabilité des installations de valorisation s'est chiffré à 91 %. En 2016, la production s'était chiffrée à 374 800 b/j et reflétait les répercussions des feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray.
- Les charges d'exploitation décaissées par baril[1] du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 23,80 $ en 2017, comparativement à 26,50 $ en 2016, atteignant ainsi leur niveau le plus bas depuis plus d'une décennie. Cette diminution est principalement attribuable à l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères, conjugué à la capacité de la Société à maintenir les réductions de coûts réalisées au cours des dernières années.
- Le taux de fiabilité des installations de Syncrude demeure une priorité, la Société ayant commencé en 2017 à travailler avec les autres propriétaires du projet sur un cadre qui permettra de réduire les coûts d'exploitation, d'accroître la performance et de mettre en place des synergies régionales. En 2017, le bitume provenant de MacKay River a été traité aux installations de valorisation de Syncrude, tandis que le secteur Sables pétrolifères a pris en charge les volumes de production de pétrole intermédiaire de Syncrude afin de faciliter la gestion des stocks, ce qui démontre les synergies possibles entre les deux sociétés.
- Après la clôture de l'exercice, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal Energy Limited (« Mocal ») pour une contrepartie de 730 M$ US, soit environ 925 M$, sous réserve des ajustements de clôture. Cette transaction vient accroître la capacité de production de pétrole brut synthétique de 17 500 b/j et porte la participation de la Société à 58,74 %.

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

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

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

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

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

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

- La production s'est accrue pour atteindre 121 600 bep/j en 2017, comparativement à 117 900 bep/j en 2016, grâce principalement à la production générée par les travaux de forage de développement menés sur la côte Est du Canada, à la hausse de la production en Libye et aux premiers barils de pétrole produits à Hebron vers la fin de 2017, facteurs qui ont contrebalancé la déplétion naturelle des actifs au Royaume-Uni et sur la côte Est du Canada.
- Les charges d'exploitation ont diminué de 14 %, en raison principalement de l'accent soutenu mis sur la réduction des coûts et du raffermissement du dollar canadien par rapport à la livre sterling, qui a eu pour effet de réduire les charges au Royaume-Uni.
- Le projet d'extension ouest de White Rose a été autorisé au deuxième trimestre de 2017 et les premiers barils de pétrole sont attendus en 2022. La Société a poursuivi les travaux de mise en valeur du projet Oda en Norvège ainsi que les travaux de conception préalables à l'autorisation du projet de mise en valeur future Rosebank au Royaume-Uni.

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

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

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

3. INFORMATION FINANCIÈRE

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net de 4,458 G$ en 2017, en comparaison de 445 M$ en 2016. Le résultat net reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessous. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de 2017 et de 2016 comprennent ceux décrits ci-après.

- La Société a comptabilisé un profit de change latent après impôt de 702 M$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, en comparaison d'un profit de change latent après impôt de 524 M$ en 2016.
- En 2017, la Société a comptabilisé un profit après impôt combiné de 437 M$ découlant de la vente de ses activités liées aux lubrifiants et de sa participation dans la centrale éolienne Cedar Point.
- En 2017, la Société a comptabilisé un ajustement de l'impôt différé de 124 M$ lié à la réforme fiscale aux États-Unis, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des sociétés de 35 % à 21 %. En 2016, le gouvernement du Royaume-Uni avait adopté une baisse du taux d'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, qui avait ramené de 50 % à 40 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni et avait donné lieu à un ajustement de 180 M$ de l'impôt différé de la Société.
- En 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M$ (76 M$ avant impôt) lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017. Ce produit d'assurance a été comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères.
- En 2017, la Société a remboursé une tranche de 3,2 G$ de sa dette à long terme composée de billets d'un montant en capital totalisant 1,250 G$ US, de 600 M$ US et de 700 M$, qui devaient initialement arriver à échéance en 2018. Par suite du remboursement anticipé, la Société a inscrit, dans le secteur Siège social, une charge après impôt de 28 M$, déduction faite des profits sur couverture de change réalisés connexes. En 2016, la Société avait comptabilisé une charge après impôt de 73 M$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme reprise dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS »).
- En 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, une perte après impôt de 20 M$ sur des swaps de taux d'intérêt différés en raison des variations des taux d'intérêt à long terme. En 2016, la Société avait inscrit un profit hors trésorerie après impôt de 6 M$ sur les swaps de taux d'intérêt différés en raison d'une hausse des taux d'intérêt à long terme.
- En 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères, ainsi qu'un montant de 31 M$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs.
- En 2016, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, une charge après impôt de 38 M$ liée à l'acquisition et à l'intégration de COS.

Résultat d'exploitation

Rapprochement du résultat d'exploitation consolidé[1)]

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

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

2) En 2015, la Société a comptabilisé, à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation, des pertes de valeur après impôt de 359 M$ pour White Rose, de 331 M$ pour Golden Eagle et de 54 M$ pour Terra Nova, en raison essentiellement de l'incidence de la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut. De plus, elle a comptabilisé des pertes de valeur de 290 M$ à l'égard du projet minier Joslyn et de 54 M$ à l'égard du puits de Ballicatters, en raison de l'incertitude entourant le moment et la probabilité de réalisation des plans de mise en valeur, ainsi qu'une perte de valeur de 96 M$ dans le secteur Sables pétrolifères, à la suite d'un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec les stratégies de croissance de Suncor et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière. En 2015, en raison de l'interruption de la production en Libye découlant de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation, de la montée de l'agitation politique et de l'incertitude croissante concernant la reprise du cours normal des activités de la Société dans ce pays, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 415 M$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.

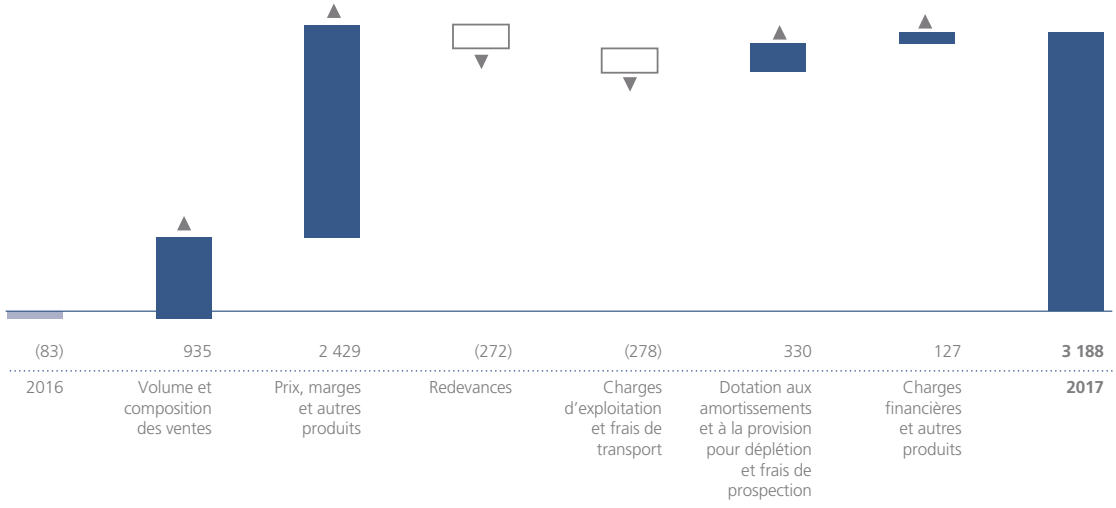
3) En 2015, la Société a comptabilisé une charge d'impôt différé de 423 M$ liée à une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta. De plus, en 2015 également, elle a comptabilisé, dans le secteur E&P, un produit d'impôt différé de 406 M$ lié à une baisse du taux d'impôt au Royaume-Uni de 62 % à 50 %.

4) En 2015, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, des charges de restructuration après impôt de 57 M$ liées aux mesures de réduction des coûts.

5) En 2015, Suncor a comptabilisé, dans le secteur E&P, un produit d'assurance après impôt de 75 M$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova.

6) En 2015, la Société a comptabilisé, du secteur R&C, un profit après impôt de 68 M$ à la cession de sa quote-part dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy.

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



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

Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 3,188 G$ en 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 83 M$ pour l'exercice précédent. Cette amélioration est principalement attribuable à une importante hausse des cours de référence du brut, aux marges de craquage favorables, à l'accroissement de la production en amont, à la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, à une baisse des frais de prospection et à une hausse du volume des ventes du secteur R&C, notamment un nouveau record annuel de ventes dans les secteurs de la vente en gros et de la vente au détail au Canada. Ces facteurs ont été partiellement neutralisés par l'incidence du raffermissement du dollar canadien, par la hausse des charges d'exploitation qui a résulté principalement de l'acquisition de participations supplémentaires dans Syncrude en 2016 et de l'augmentation des coûts de maintenance engagés à Syncrude, par une hausse des redevances et par l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants. Le résultat d'exploitation de l'exercice précédent s'était fortement ressenti de l'interruption de la production qu'avaient entraînée les feux de forêt dans la région de Fort McMurray, tandis que le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé reflète les répercussions défavorables importantes de l'incident survenu à une installation de Syncrude au cours du premier trimestre de 2017.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation consolidés se sont établis à 9,139 G$ en 2017, en comparaison de 5,988 G$ en 2016, et, si l'on ne tient pas compte de l'incidence des charges hors trésorerie liées principalement à la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 8,966 G$ en 2017, contre 5,680 G$ en 2016.

Comparaison des résultats de 2016 avec ceux de 2015

La Société a inscrit un bénéfice net de 445 M$ en 2016, en comparaison d'une perte nette de 1,995 G$ en 2015. La baisse du résultat net est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, de même qu'aux ajustements du résultat net qui ont influé sur les exercices 2016 et 2015 et qui sont indiqués dans le tableau ci-dessus.

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

Les fonds provenant de l'exploitation consolidés se sont établis à 5,988 G$ en 2016, en comparaison de 6,806 G$ en 2015. Les fonds provenant de l'exploitation reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation, compte non tenu de l'incidence des charges hors trésorerie liées principalement à la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui rendent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 5,680 G$ en 2016, contre 6,884 G$ en 2015.

Contexte commercial

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

Moyenne pour les exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Pétrole brut WTI à Cushing ($ US/b)	**50,95**	43,35	48,75
Pétrole brut Brent daté ($ US/b)	**54,25**	43,75	52,40
Écart de prix Brent daté/Maya FOB ($ US/b)	**7,70**	7,50	9,50
MSW à Edmonton ($ CA/b)	**63,20**	51,90	57,60
WCS à Hardisty ($ US/b)	**38,95**	29,55	35,25
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty ($ US/b)	**11,95**	13,85	13,50
Condensat à Edmonton ($ US/b)	**51,55**	42,50	47,35
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO ($ CA/kpi^3)	**2,15**	2,15	2,65
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta ($ CA/MWh)	**22,15**	18,20	33,40
Port de New York, marge de craquage 3-2-1[1)] ($ US/b)	**17,70**	14,05	19,70
Chicago, marge de craquage 3-2-1[1)] ($ US/b)	**16,30**	12,60	18,50
Portland, marge de craquage 3-2-1[1)] ($ US/b)	**22,15**	16,50	25,15
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1[1)] ($ US/b)	**17,65**	13,40	18,35
Taux de change ($ US/$ CA)	**0,77**	0,75	0,78
Taux de change à la fin de la période ($ US/$ CA)	**0,80**	0,74	0,72

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Le prix du WTI a augmenté pour s'établir à 50,95 $ US/b en 2017, en comparaison de 43,35 $ US/b en 2016.

Suncor produit également du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, dont le prix est influencé par divers prix de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a augmenté pour s'établir à 63,20 $/b, en comparaison de 51,90 $/b en 2016, et le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour s'établir à 38,95 $ US/b, en comparaison de 29,55 $ US/b en 2016.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant afin de faciliter la livraison par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé) et par les prix du diluant (condensat à Edmonton et pétrole brut synthétique) et les tarifs de transport par pipeline. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influer sur les prix obtenus pour le bitume.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger du secteur E&P est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent. Le cours du pétrole brut Brent a augmenté par rapport à l'exercice précédent pour s'établir en moyenne à 54,25 $ US/b en 2017, en comparaison de 43,75 $ US/b en 2016.

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

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées par les marges de craquage 3-2-1, indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et du distillat, et par les écarts de prix léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation du brut, tandis que les marges de raffinage

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

Le surplus d'électricité produit par le secteur Sables pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères. Le prix moyen du réseau commun d'énergie de l'Alberta a augmenté pour s'établir à 22,15 $/MWh en 2017, comparativement à 18,20 $/MWh en 2016.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci. La majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. En 2017, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant augmenté pour passer de 0,75 à 0,77, ce qui a eu une incidence défavorable sur les prix obtenus par la Société en 2017.

À l'inverse, bon nombre d'actifs et de passifs de Suncor, notamment 65 % de sa dette, sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet de diminuer le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.

Sensibilités économiques[1)2)]

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

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

1) Chaque poste du tableau montre l'incidence de la variation de cette variable seulement, toutes les autres variables demeurant constantes.

2) Lorsqu'une variable varie, cela suppose que toutes les variables similaires sont touchées, de sorte que les prix moyens réalisés par Suncor augmentent uniformément. Par exemple, le poste « Pétrole brut +1,00 $ US/b » suppose que l'ensemble des prix obtenus qui sont influencés par le cours du WTI, du Brent, du pétrole brut synthétique, du WCS, du brut au pair à Edmonton et du condensat augmentent de 1,00 $ US/b.

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

4) Compte non tenu de l'incidence du change sur la dette libellée en dollars américains.

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

Suncor a classé ses activités dans les secteurs suivants :

SABLES PÉTROLIFÈRES

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

- Les activités du secteur **Sables pétrolifères** comprennent les actifs liés aux activités d'exploitation et d'extraction minières, aux activités de valorisation et aux activités *in situ*, ainsi que les actifs de logistique et d'entreposage connexes que Suncor détient et exploite dans la région riche en sables pétrolifères d'Athabasca. Les activités du secteur Sables pétrolifères comprennent les suivantes :
  - Le secteur **Sables pétrolifères – Activités de base** comprend les activités d'exploitation et d'extraction minières menées à la mine Millennium et dans le prolongement nord de la mine Steepbank, deux installations de valorisation intégrées désignées comme les usines de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs, notamment les installations liées aux services publics, les unités de cogénération et les installations liées à l'énergie et à la remise en état.
  - **Les activités *in situ*** comprennent la production de bitume provenant des sables pétrolifères des projets Firebag et MacKay River ainsi que l'infrastructure connexe, notamment les installations de traitement centralisé, les unités de cogénération et l'infrastructure liée au bitume chaud, y compris des pipelines isolés, des canalisations permettant d'importer du diluant et des installations de refroidissement et de mélange du bitume, de même que des actifs de stockage connexes, tels que les activités liées au Parc de stockage Est de Suncor propres aux activités *in situ*. Les activités *in situ* comprennent également des occasions de mise en valeur (par la voie de diverses participations directes) qui pourraient venir soutenir la production *in situ* au cours des années à venir, notamment Meadow Creek (75 %), Lewis (100 %), OSLO (77,78 %), diverses participations dans Chard (allant de 25 % à 50 %) et une participation de non-exploitant dans Kirby (10 %). La production est valorisée dans le cadre des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, ou mélangée à du diluant et commercialisée directement auprès de la clientèle.
- Le secteur **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprend la participation de 53,55 % de la Société dans le projet d'exploitation minière Fort Hills, pour lequel elle agit à titre d'exploitant. La participation de la Société dans Fort Hills, qui était auparavant de 50,8 %, a augmenté à la suite de l'entente de résolution du litige commercial concernant le financement du projet qui opposait les partenaires. Le 21 décembre 2017, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 2,26 % aux termes de l'entente, de sorte que sa quote-part dans le projet avait été portée à 53,06 % au 31 décembre 2017. Le 20 février 2018, la Société a acquis une participation supplémentaire de 0,49 % dans le projet Fort Hills, aux termes de la même entente de règlement qui avait mis fin au litige commercial. Le projet Fort Hills comprend la mine, les installations d'extraction primaire et secondaire ainsi que l'infrastructure de soutien.

  Le Parc de stockage Est a fait l'objet de travaux d'agrandissement en juillet 2017 afin de soutenir les activités de production de Fort Hills. Les nouvelles installations agrandies où est mélangés le bitume de Fort Hills pour le compte de Suncor et des coentrepreneurs du projet sont désignées comme le « projet d'agrandissement du Parc de stockage Est ».
  Le 22 novembre 2017, la Société a conclu la cession d'une participation directe cumulée de 49 % dans le nouveau projet d'agrandissement du Parc de stockage Est à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew.

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

EXPLORATION ET PRODUCTION

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

- Les activités d'**E&P Canada** comprennent la participation directe de 37,675 % que Suncor détient dans Terra Nova à titre d'exploitant. Suncor détient également des participations de non-exploitant dans Hibernia (participation de 20,0 % dans le projet de base et participation de 19,190 % dans l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia), dans White Rose (participation de 27,5 % dans le projet de base et participation de 26,125 % dans les projets d'extension) et dans le projet Hebron (participation de 21,034 %). Suncor détient également des participations dans plusieurs autres permis d'exploration au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Pour l'exercice 2017, E&P Canada comprenait également les participations directes de Suncor dans des biens productifs de gaz naturel situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique, Suncor ayant accepté de céder ces biens à Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») après la clôture de l'exercice 2017 en échange d'une participation de 37 % dans celle-ci. La transaction devrait se conclure au premier trimestre de 2018.
- Les activités d'**E&P International** comprennent les participations de non-exploitant de Suncor dans Buzzard (29,89 %), dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle (26,69 %), dans le projet de mise en valeur future Rosebank (30 %) et dans le projet Oda (30 %). Les trois premiers projets sont menés dans la portion britannique de la mer du Nord, tandis que le projet Oda et le projet Fenja sont menés dans la portion norvégienne de la mer du Nord. Suncor détient également des participations dans plusieurs autres permis d'exploration au large du Royaume-Uni et de la Norvège. En Libye, la Société détient, aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP »), des participations directes dans des projets de prospection et de mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte. La production demeure interrompue dans certains de ces champs pétrolifères en raison de l'agitation politique dans ce pays, et on ne peut déterminer avec certitude à quel moment les activités reprendront leur cours normal. En Syrie, Suncor détient, aux termes d'un contrat de partage de la production (« CPP »), une participation dans le projet de mise en valeur gazière Ebla. Les activités de la Société en Syrie ont été suspendues indéfiniment en 2011, en raison de l'agitation politique dans le pays. Après la clôture de l'exercice, la Société a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 17,5 % dans le projet de mise en valeur Fenja au large de la Norvège, la clôture de la transaction étant prévue au deuxième trimestre de 2018.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

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

- Les activités de **raffinage et d'approvisionnement** consistent à raffiner du pétrole brut et des charges d'alimentation intermédiaires en vue de les transformer en divers produits pétroliers et pétrochimiques. Ces activités englobent les suivantes :
  - Les activités menées dans l'**est de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation de raffineries situées à Montréal (Québec) et à Sarnia (Ontario). Auparavant, Suncor exploitait une usine de lubrifiants située à Mississauga (Ontario), qui fabriquait et mélangeait des produits commercialisés à l'échelle mondiale. Suncor a vendu ses activités liées aux lubrifiants le 1er février 2017.
  - Les activités menées dans l'**ouest de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation de raffineries situées à Edmonton (Alberta) et à Commerce City (Colorado).
  - Les autres actifs liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement, qui comprennent des participations dans des installations pétrochimiques et dans une usine de récupération du soufre situées à Montréal (Québec), dans des pipelines et des terminaux de produits situés au Canada et aux États-Unis, et dans l'usine d'éthanol de St. Clair (Ontario).
- Les **activités de commercialisation** comprennent la vente de produits pétroliers raffinés à des clients des circuits de détail et des circuits commerciaux et industriels, par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société, exploitées sous la bannière Petro-Canada au Canada et sous la bannière Sunoco au Colorado, ainsi que par l'intermédiaire d'un réseau canadien de relais routiers commerciaux et d'un circuit canadien de vente de produits en vrac.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

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

- Les activités d'investissement liées à l'**énergie renouvelable** comprennent des participations dans quatre centrales éoliennes situées en Ontario et dans l'Ouest canadien, soit Adelaide, Chin Chute, Magrath et Sunbridge. Suncor détenait auparavant des participations dans les centrales éoliennes Cedar Point (50 %) et Ripley (50 %), qui ont toutes deux été vendues en 2017.
- Le segment **Négociation de l'énergie** englobe principalement des activités de commercialisation, d'approvisionnement et de négociation visant le pétrole brut, le gaz naturel, l'électricité et les sous-produits, ainsi que l'utilisation de l'infrastructure médiane et de dérivés financiers visant à optimiser les stratégies liées à la négociation.
- Le secteur **Siège social** comprend les activités liées au suivi de la dette et des coûts d'emprunt de Suncor, les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de Suncor en particulier, ainsi que les activités de la société d'assurance captive chargée de l'auto-assurance d'une partie des actifs de Suncor.
- Les produits et les charges intersectoriels sont retranchés des résultats consolidés et reflétés sous **Éliminations**. Les activités intersectorielles comprennent la vente de produits entre les différents secteurs de la Société, ainsi que l'assurance fournie par la société d'assurance captive de la Société à l'égard d'une portion des activités de celle-ci.

SABLES PÉTROLIFÈRES

Faits saillants de 2017

- À Fort Hills, les actifs d'extraction primaire sont entrés en production en 2017 et le premier des trois trains d'extraction secondaire a été mis en service avec succès après la clôture de l'exercice. La production de bitume issue du traitement de la mousse au solvant paraffinique est à présent mélangée et acheminée jusqu'aux marchés, et Fort Hills devrait atteindre une capacité de production de 90 % d'ici la fin de 2018.
- La production du secteur Sables pétrolifères s'est accrue pour atteindre 429 400 b/j en 2017, contre 374 800 b/j en 2016, ce qui s'explique par l'incidence qu'avaient eue les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray en 2016 et par l'amélioration de la fiabilité enregistrée en 2017, partiellement contrebalancées par l'augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés en 2017. Le taux d'utilisation des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 91 % en 2017, en comparaison de 74 % en 2016.
- L'accent soutenu mis sur la fiabilité de l'exploitation et la gestion des coûts a permis à Suncor de réduire de 10 % les charges d'exploitation par baril de son secteur Sables pétrolifères, les faisant ainsi passer de 26,50 $/b en 2016 à 23,80 $/b en 2017, soit leur niveau le plus bas depuis plus d'une décennie.
- Suncor a conclu la vente d'une participation cumulée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew, pour un produit de 503 M$, ce qui démontre l'engagement de Suncor à l'égard du développement durable des ressources en concertation avec la communauté.
- Après la clôture de l'exercice, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal pour une contrepartie de 730 M$ US, soit environ 925 M$, sous réserve des ajustements de clôture. Cette acquisition vient accroître la capacité de production de pétrole brut synthétique de 17 500 b/j et porte la participation de la Société à 58,74 %.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

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

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

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

installations et la productivité de la main-d'œuvre et devraient mener à l'atteinte d'une croissance stable de la production tout en réduisant les charges d'exploitation.

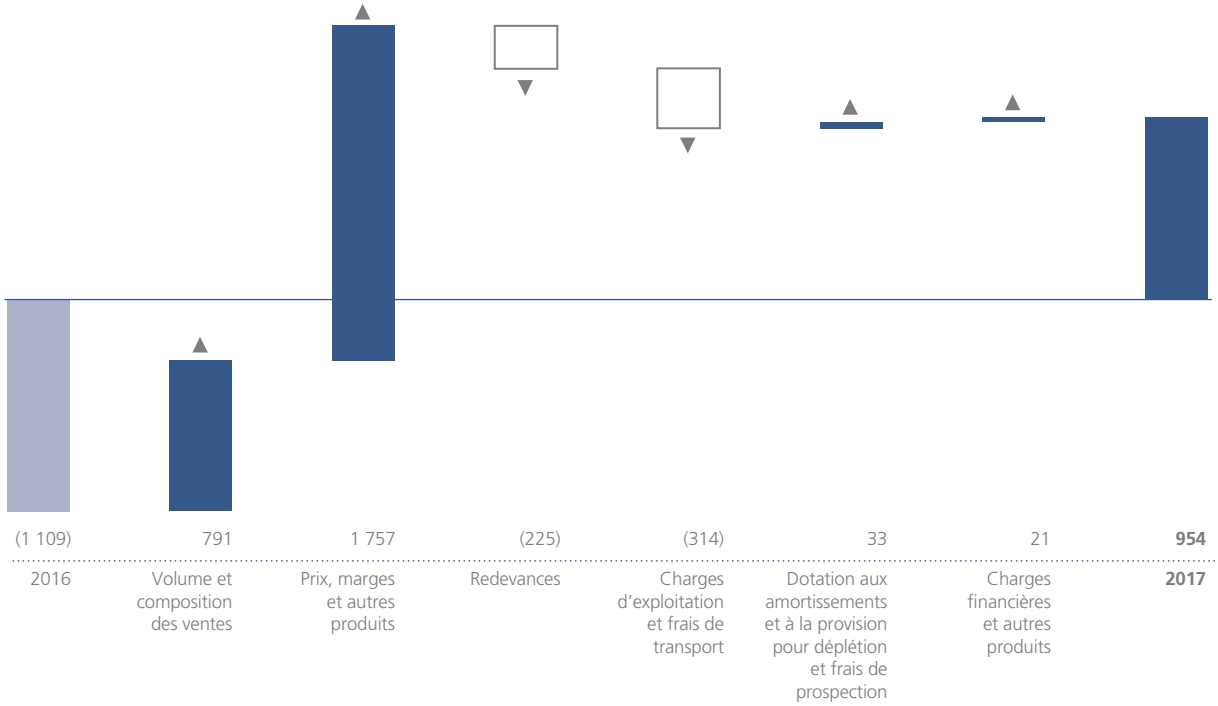
Sur le plan de la gestion des coûts et de la gestion rigoureuse des dépenses, la priorité de la Société en 2018 consistera à poursuivre les efforts visant à réduire de façon durable les charges d'exploitation contrôlables grâce à l'élimination des activités non essentielles et au maintien d'une collaboration avec les fournisseurs et les coentreprises. Les mesures de gestion des dépenses resteront axées sur la gestion des possibilités d'investissement, compte tenu de ses priorités en matière de développement durable, au moyen d'un processus rigoureux de mise en valeur des actifs, ainsi que sur les gains de productivité découlant des travaux de révision.

Principales données financières

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

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

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



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

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

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

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

Volumes de production [1)]

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

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

La production du secteur Sables pétrolifères s'est accrue pour atteindre 429 400 b/j en 2017, en comparaison de 374 800 b/j en 2016, en raison surtout de l'incidence qu'avaient eue les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au cours de l'exercice précédent et de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés aux installations de valorisation en 2017, partiellement contrebalancées par le premier programme de travaux de révision des installations centrales agrandies de Firebag depuis la transition à un cycle de révision de cinq ans et par les travaux de maintenance non planifiés à MacKay River. Le taux de fiabilité des installations de valorisation s'est amélioré pour s'établir à 91 % en 2017, contre 74 % en 2016.

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

Volume et composition des ventes

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

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

Production de bitume provenant des activités d'exploitation

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

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

Prix obtenus

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

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

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

Redevances

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

Charges et autres facteurs

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

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

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

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

Charges d'exploitation décaissées

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

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

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

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

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

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

En 2017, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ont été moins élevés qu'en 2016, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions qui a découlé de la plus faible hausse du cours de l'action de la Société au cours de l'exercice écoulé.

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

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

Travaux de maintenance planifiés

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

EXPLORATION ET PRODUCTION

Faits saillants de 2017

- À Hebron, les premiers barils de pétrole ont été produits plus tôt que prévu, au quatrième trimestre de 2017.
- La production du secteur E&P a augmenté pour atteindre 121 600 bep/j, en comparaison de 117 900 bep/j en 2016, la production générée par les travaux de forage de développement portant sur les actifs de la côte Est du Canada et la production en Libye ayant compensé la déplétion naturelle des actifs au Royaume-Uni et sur la côte Est du Canada.
- Les charges d'exploitation ont diminué de 14 % en raison de l'accent soutenu mis sur les mesures de réduction des coûts et du raffermissement du dollar canadien, qui a eu pour effet de réduire les charges au Royaume-Uni.
- Le projet d'extension ouest de White Rose a été autorisé au deuxième trimestre de 2017. Suncor est un partenaire non-exploitant qui détient une participation directe combinée d'environ 26 %. Les premiers barils de pétrole sont attendus en 2022, et la quote-part revenant à la Société de la production maximale devrait s'établir à 20 000 bep/j.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le secteur Exploration et production met l'accent principalement sur des projets à faible coût qui dégagent des rendements, des flux de trésorerie et une valeur à long terme considérables. Suncor examine actuellement les possibilités d'exploration et de mise en valeur qui s'offrent à elle au large de la côte Est du Canada, au large de la Norvège, et au projet de mise en valeur Fenja, aussi en Norvège, sous réserve de la clôture de l'acquisition par la Société, et dans la portion britannique de la mer du Nord afin de diversifier et de réduire le coût de sa production de pétrole conventionnel.

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

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

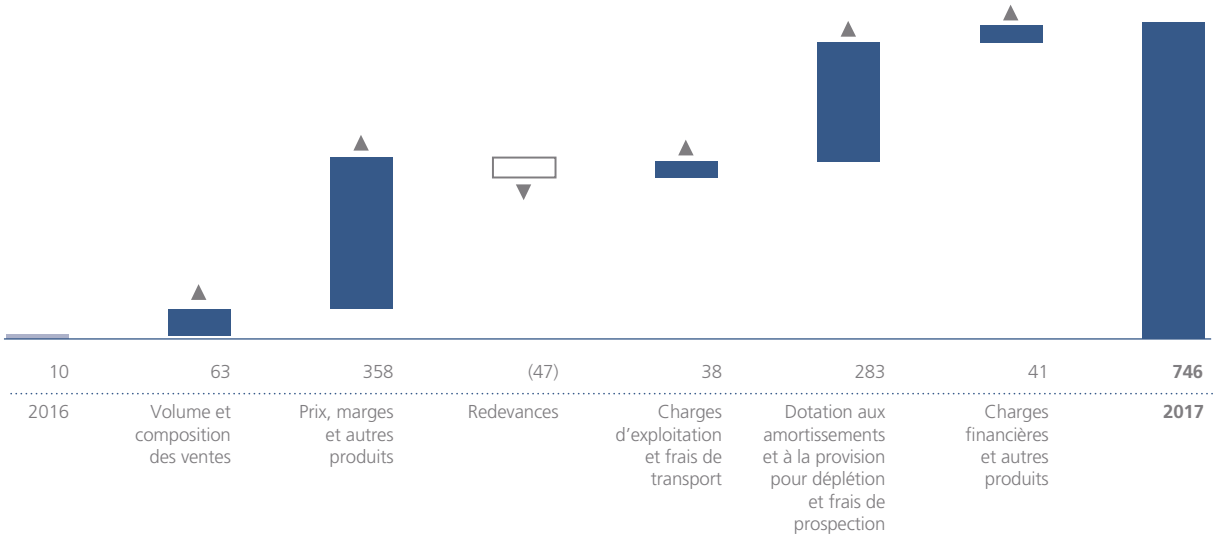
Principales données financières

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

1) La production, les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés en fonction des droits dans la rubrique « Exploration et production » du présent document et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société.

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

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



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

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

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

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

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

Volumes de production

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

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

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 53 700 bep/j en 2017, en comparaison de 52 900 bep/j en 2016, la production générée par les travaux de forage de développement aux installations existantes ayant plus que compensé la déplétion naturelle.

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

Prix obtenus

Exercices clos les 31 décembre Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	**2017**	2016	2015
Exploration et production			
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel ($/b)	**69,14**	57,37	62,87
E&P Canada – gaz naturel ($/kpi³)	**1,77**	1,71	1,78
E&P International ($/bep)	**65,46**	52,07	61,44
Prix moyen d'E&P ($/bep)	**66,20**	53,34	60,53

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

Charges et autres facteurs

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

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

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

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société compte mener à Terra Nova des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines qui débuteront au troisième trimestre de 2018. Les répercussions prévues de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2018.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Faits saillants de 2017

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

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

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

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Les activités en aval constituent un volet essentiel du modèle d'affaires intégré de Suncor. Le réseau du secteur Raffinage et commercialisation sert à maximiser les rendements intégrés de Suncor en étendant la portée de la chaîne de valeur depuis la production des sables pétrolifères jusqu'au client final. La Société exploite ses raffineries à cadence optimale afin d'assurer la fiabilité des opérations de soutirage et de garantir les prix obtenus pour une partie de sa production tirée des sables pétrolifères.

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

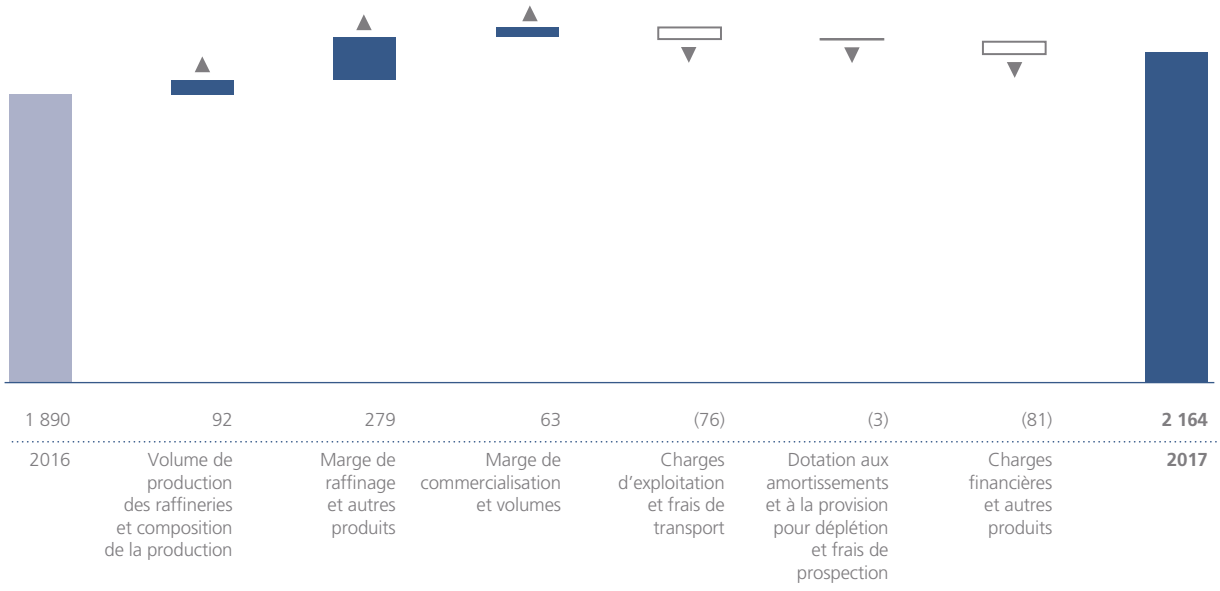
De plus, Suncor exploitait auparavant une usine de lubrifiants située à Mississauga, en Ontario, qui a été vendue le 1er février 2017. Cette vente a rapporté à la Société un produit brut de 1,125 G$ et a donné lieu à un profit après impôt de 354 M$. En vertu d'un arrangement à long terme, Suncor continuera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

Principales données financières

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

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

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



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

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

Les activités de commercialisation ont généré un bénéfice d'exploitation de 262 M$ en 2017, en baisse par rapport à 363 M$ en 2016, en raison principalement de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société réalisée au début de 2017. Compte non tenu de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants, le bénéfice d'exploitation généré par les activités de commercialisation a augmenté par rapport à 2016, en raison de l'accroissement des ventes de produits raffinés, y compris les volumes records de ventes en gros et de ventes au détail enregistrés au Canada, partiellement contrebalancé par la hausse des frais de vente qui en a découlé.

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

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

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Pétrole brut traité (kb/j)			
Est de l'Amérique du Nord	**206,4**	203,1	208,1
Ouest de l'Amérique du Nord	**234,8**	225,5	224,0
Total	**441,2**	428,6	432,1
Taux d'utilisation des raffineries[1),2)] (%)			
Est de l'Amérique du Nord	**93**	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord	**98**	94	93
Total	**96**	93	94
Ventes de produits raffinés (kb/j)			
Essence	**242,9**	244,3	246,2
Distillat	**199,3**	186,1	198,0
Autres	**88,3**	91,0	79,1
Total	**530,5**	521,4	523,3
Marge de raffinage brute[2)] ($/b)	**24,20**	20,30	24,90
Charges d'exploitation de raffinage[2)] ($/b)	**5,05**	5,10	5,10

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

2) La marge de raffinage brute et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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

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

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

Prix et marges

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

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

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

Charges et autres facteurs

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

Travaux de maintenance planifiés

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

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

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Faits saillants de 2017

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

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

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

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

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

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Résultat net	**59**	(486)	(2 687)
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	**(702)**	(524)	1 930
(Perte) profit sur les swaps de taux d'intérêt	**20**	(6)	—
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme	**28**	73	—
Profit sur cession importante	**(83)**	—	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	**2**	—	(5)
Décomptabilisation et pertes de valeur	—	31	—
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS	—	38	—
Charges de restructuration	—	—	57
Résultat d'exploitation [1)]	**(676)**	(874)	(705)
Énergie renouvelable	***(4)***	*38*	*16*
Négociation de l'énergie	***(62)***	*4*	*36*
Siège social	***(528)***	*(864)*	*(799)*
Éliminations	***(82)***	*(52)*	*42*
Fonds provenant de l'exploitation [1)]	**(165)**	(600)	(336)

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

Énergie renouvelable

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) [1)]	**255**	478	440

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

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

Négociation de l'énergie

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

Siège social

Le siège social a affiché une perte d'exploitation de 528 M$ pour 2017, en comparaison de 864 M$ pour 2016. Cette amélioration est principalement attribuable à la diminution des coûts des activités de soutien du siège social qui a découlé de la mise en œuvre continue de mesures de réduction des coûts par la Société, à la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, à la hausse des intérêts incorporés à l'actif, à l'augmentation des profits de change liés aux activités d'exploitation et à la diminution des charges d'intérêts qui a découlé des remboursements effectués sur la dette en 2017. En 2017, la Société a incorporé une tranche de 729 M$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 596 M$ en 2016. Cette hausse est attribuable à l'augmentation du solde cumulé des investissements relativement aux projets Fort Hills et Hebron. La Société s'attend à ce que les intérêts incorporés à l'actif diminuent considérablement en 2018, une fois que ces deux projets de croissance auront été menés à bien.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et côte Est du Canada et le secteur Raffinage et commercialisation. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque la Société vend à des tiers des matières produites à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut. En 2017, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 82 M$, en comparaison de 52 M$ en 2016. L'augmentation du profit éliminé en 2017 est attribuable à l'accroissement du volume de produits raffinés détenus aux raffineries en prévision des travaux de révision d'envergure devant être exécutés en 2018, de même qu'au report de marges plus élevées en raison de l'augmentation des prix du brut.

5. ANALYSE DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Faits saillants financiers et d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2017	2016
Résultat net		
Sables pétrolifères	**670**	276
Exploration et production	**217**	54
Raffinage et commercialisation	**886**	524
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(391)**	(323)
Total	**1 382**	531
Résultat d'exploitation [1)]		
Sables pétrolifères	**615**	316
Exploration et production	**231**	54
Raffinage et commercialisation	**746**	524
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(282)**	(258)
Total	**1 310**	636
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation [1)]		
Sables pétrolifères	**1 780**	1 372
Exploration et production	**431**	385
Raffinage et commercialisation	**935**	722
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(130)**	(114)
Total	**3 016**	2 365
Volumes de production (kbep/j)		
Sables pétrolifères	**621,2**	620,4
Exploration et production	**115,2**	118,1
Total	**736,4**	738,5

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

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 1,382 G$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice net de 531 M$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits plus loin. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprennent les suivants :

- La réévaluation de la dette libellée en dollars américains a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 91 M$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte de 222 M$ pour le quatrième trimestre de 2016.
- Au quatrième trimestre de 2017, Suncor a comptabilisé un produit d'impôt différé net de 124 M$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %, ce qui tient compte d'un produit de 140 M$ comptabilisé par le secteur R&C, contrebalancé par une charge de 14 M$ inscrite par le secteur E&P et par une charge de 2 M$ inscrite par le secteur Siège social.
- Au quatrième trimestre de 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M$ (76 M$ avant impôt), comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères, à la suite de l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017..
- Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, une perte après impôt de 18 M$ liée au remboursement anticipé d'une dette.
- Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, un profit après impôt de 2 M$ sur des swaps de taux d'intérêt différés liés à des titres d'emprunt émis, en raison de variations des taux d'intérêt à long terme; un profit hors trésorerie après impôt de 188 M$ sur des swaps de taux d'intérêt différés avait été comptabilisé au quatrième trimestre de 2016 en raison d'une augmentation des taux d'intérêt à long terme.
- Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs, ainsi qu'un montant de 31 M$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, pour la même raison.

Fonds provenant de l'exploitation

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

Analyse sectorielle

Sables pétrolifères

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

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

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

Exploration et production

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

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

Raffinage et commercialisation

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

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

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

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

6. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Sommaire des données financières

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

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

Contexte commercial

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

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

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance majeurs, comme les travaux de maintenance planifiés et les travaux de révision menés à l'égard d'installations de valorisation de Firebag en 2017, des interruptions non planifiées comme celle causée par les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016, et des variations du fonds de roulement hors trésorerie.

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation trimestriels de Suncor sont également influencées par les variations des cours des marchandises, des écarts de prix, des marges de craquage de raffinage et des taux de change, tel qu'il est décrit à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion.

La Société a inscrit un bénéfice net consolidé de 1,382 G$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice net de 531 M$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, les événements ou les ajustements importants suivants ont influé sur le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres :

- Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2017 rend compte d'une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 91 M$, d'un produit d'impôt différé net de 124 M$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %, d'un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M$ (76 M$ avant impôt), qui a été comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères, à la suite de l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017, d'une perte après impôt de 18 M$ liée au remboursement anticipé de la dette ainsi qu'un profit après impôt de 2 M$ sur des swaps de taux d'intérêt différés liés à l'émission de titres d'emprunt.

- Le bénéfice net du troisième trimestre de 2017 reflète un profit de change latent après impôt de 412 M$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et un profit hors trésorerie après impôt de 10 M$ sur des swaps de taux d'intérêt différés.
- Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2017 reflète un profit de change latent après impôt de 278 M$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, une charge après impôt de 10 M$ liée au remboursement anticipé de la dette, déduction faite de profits sur couverture de change réalisés connexes, et une perte hors trésorerie après impôt de 32 M$ sur des swaps de taux d'intérêt différés et des dérivés de change.
- Le bénéfice net du premier trimestre de 2017 reflète un profit après impôt de 437 M$ découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et de sa participation dans la centrale éolienne Cedar Point et un profit de change latent après impôt de 103 M$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.
- Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 71 M$ se rapportant à certains actifs de valorisation et de logistique, notamment un pipeline non aménagé et certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs. Au quatrième trimestre de 2016, la Société a également comptabilisé une perte à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 222 M$ et un profit hors trésorerie après impôt de 188 M$ sur des swaps de taux d'intérêt différés.
- Au troisième trimestre de 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux d'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 50 % à 40 %, en date du 1er janvier 2016, le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni, donnant ainsi lieu à un produit d'impôt différé de 180 M$. Au troisième trimestre de 2016 également, étaient comptabilisées une perte de change latente après impôt de 112 M$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et une perte après impôt hors trésorerie de 22 M$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt.
- Au deuxième trimestre de 2016, la Société a inscrit une perte de change latente après impôt de 27 M$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, une charge après impôt de 73 M$ liée au remboursement anticipé de la dette et d'une perte hors trésorerie après impôt de 70 M$ sur les swaps de taux d'intérêt différés.
- Au premier trimestre de 2016, la Société a inscrit une charge après impôt de 38 M$ à l'égard des coûts d'acquisition et d'intégration de COS, une perte hors trésorerie après impôt de 90 M$ sur les dérivés de taux d'intérêt et de change et un profit de change latent après impôt de 885 M$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

7. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Sables pétrolifères	**5 059**	4 724	4 181
Exploration et production	**824**	1 139	1 459
Raffinage et commercialisation	**634**	685	821
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**34**	34	206
Total	**6 551**	6 582	6 667
Moins les intérêts sur la dette incorporés à l'actif	**(729)**	(596)	(447)
	5 822	5 986	6 220

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie [1),2),3)]

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

1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

2) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures et une nouvelle logistique qui sont nécessaires pour soutenir la croissance de la production, iv) de nouvelles réserves ou une augmentation des réserves de la Société dans le secteur Exploration et production, ou v) l'accroissement de la marge par une augmentation des produits des activités ordinaires ou par une réduction des charges.

3) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) à améliorer l'efficience et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur Exploration et production, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation.

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

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

Sables pétrolifères – Activités de base

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

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

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

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 313 M$ en 2017. De ce montant, 305 M$ ont été affectés aux activités de maintien, notamment à la conception et à la construction des plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir, à mesure que la production provenant des plateformes de puits existantes fléchira.

Les dépenses de croissance de 8 M$ engagées en 2017 se rapportent à la mise en valeur de nouveaux biens et à la mise en place de nouvelles technologies.

Coentreprises des Sables pétrolifères

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

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

Les dépenses en immobilisations de maintien de 556 M$ engagées en 2017 comprennent la quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations de maintien de Syncrude pour 2017, lesquelles ont été axées principalement sur les réparations permanentes liées à l'incident survenu à une installation au premier trimestre de 2017, ainsi que sur divers autres projets visant à assurer la fiabilité et le maintien des installations et sur les activités de maintien menées à Fort Hills dans le but de soutenir l'exécution du plan de gestion des résidus miniers.

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

Exploration et production

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

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

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

Raffinage et commercialisation

En 2017, le secteur Raffinage et commercialisation a engagé des dépenses en immobilisations de 632 M$, qui ont été affectées en totalité aux activités de maintien axées sur les travaux de maintenance planifiés des raffineries de la Société, à des améliorations apportées à l'infrastructure de vente au détail et à des mises à niveau des technologies de l'information.

Mise à jour concernant les projets de croissance d'envergure[1)]

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

1) La mise à jour concernant les dépenses en immobilisations renferme des renseignements de nature prospective. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion pour connaître les principaux risques et hypothèses sous-jacents aux renseignements prospectifs.

2) Les dépenses nécessaires à la réalisation du projet peuvent s'étendre au-delà de la date de début de la production de pétrole.

3) Le coût estimatif et les dépenses affectées au projet à ce jour rendent compte de la quote-part revenant à la Société du coût total du projet, telle qu'elle a été mise à jour à la fin de 2017, et sont fondés sur la portée initiale du projet, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif.

4) Le coût estimatif est fourni par l'exploitant et reflète les estimations et les dépenses établies après l'approbation du projet.

5) La fourchette des dépenses en immobilisations et les dépenses affectées au projet à ce jour tiennent compte d'un montant d'environ 190 M$ lié à l'incidence du change, en raison de la faiblesse du dollar canadien. La participation directe, la description et la fourchette des dépenses en immobilisations et les dépenses affectées au projet à ce jour ont également été révisées afin de rendre compte de la participation directe supplémentaire de 2,26 % acquise aux termes de l'entente conclue avec les autres propriétaires du projet à la fin de 2017 afin de régler le litige commercial concernant le financement. Après la clôture de l'exercice, la participation de Suncor dans le projet Fort Hills a augmenté encore de 0,49 %, conformément aux modalités de l'entente.

Le tableau ci-dessus donne un aperçu des projets de croissance d'envergure dont la mise en valeur a été autorisée par la Société. En plus des projets d'envergure dont il est question ci-dessus, le projet d'extension ouest de White Rose a été autorisé au deuxième trimestre de 2017 et les premiers barils de pétrole sont attendus en 2022. Ce projet, qui devrait prolonger la durée de vie des installations existantes de White Rose, est exploité par Husky Energy Inc., et la quote-part de la Société de la production maximale de pétrole devrait s'élever à 20 000 b/j. Les dépenses en immobilisations se sont élevées à 66 M$ en 2017.

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

Autres projets d'investissement

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

Sables pétrolifères

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

Coentreprises des Sables pétrolifères

En 2018, les dépenses en immobilisations de maintien de Syncrude devraient porter essentiellement sur la mise en œuvre de programmes destinés à rehausser la fiabilité, sur l'exécution de travaux de maintenance planifiés et sur le maintien de la capacité de production.

En 2018, les dépenses en immobilisations de maintien engagées à Fort Hills seront axées sur la gestion des résidus et sur des projets visant à maintenir la capacité de production, y compris le matériel minier.

Exploration et production

En 2018, les dépenses de croissance devraient comprendre les dépenses liées aux travaux de forage de développement portant sur tous les actifs extracôtiers, les travaux de mise en valeur du projet Oda et du projet de mise en valeur Fenja, sous réserve de la clôture de l'acquisition de la Société, ainsi que les dépenses liées aux travaux de conception préalables à l'autorisation du projet de mise en valeur future Rosebank.

Raffinage et commercialisation

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

8. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Situation de trésorerie et sources de financement

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2017	2016	2015
Entrées nettes (sorties nettes) liées aux			
Activités d'exploitation	**8 966**	5 680	6 884
Activités d'investissement	**(5 019)**	(7 507)	(6 771)
Activités de financement	**(4 223)**	869	(1 854)
(Perte) profit de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**(68)**	(75)	295
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(344)**	(1 033)	(1 446)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	**2 672**	3 016	4 049
Rendement du capital investi (%)[1]			
Compte non tenu des projets majeurs en cours	**8,6**	0,5	0,6
Compte tenu des projets majeurs en cours	**6,7**	0,4	0,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation[2] (en nombre de fois)	**1,4**	2,4	1,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)			
Base du résultat[2][3]	**6,5**	0,5	(1,8)
Base des fonds provenant de l'exploitation[2][4]	**11,2**	6,5	9,3

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

2) Les fonds provenant de l'exploitation et les unités de mesure fondées sur les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les activités d'exploitation ont donné lieu à des entrées de 8,966 G$ en 2017, en comparaison de 5,680 G$ en 2016. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix obtenus pour la production en amont, à l'augmentation des marges de craquage de référence et des marges de raffinage, à la hausse de la production du secteur Sables pétrolifères, au débit de traitement du brut record des raffineries et aux volumes records de ventes en gros et de ventes au détail enregistrés au Canada, partiellement contrebalancés par une augmentation du fonds de roulement hors trésorerie, comparativement à une diminution du fonds de roulement hors trésorerie en 2016.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

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

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les activités de financement se sont soldées par des sorties de 4,223 G$ en 2017, tandis qu'elles s'étaient soldées par des entrées de 869 M$ en 2016. Cette diminution est principalement attribuable au remboursement anticipé de la dette à long terme et aux rachats d'actions de la Société dans le cadre de l'offre publique de rachat, partiellement contrebalancés par une émission d'obligations réalisée au quatrième trimestre de 2017, par une augmentation de la dette à court terme et par le produit tiré de la vente d'une participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est, qui a été traité comme une activité de financement puisque l'entente prévoit des distributions non discrétionnaires. En 2016, les entrées provenant des activités de financement découlaient de l'émission d'actions ordinaires et de titres d'emprunt à long terme ainsi que d'une hausse de la dette à court terme, partiellement contrebalancées par le remboursement anticipé d'une partie de la dette reprise dans le cadre de l'acquisition de COS.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses équivalents, des lignes de crédit disponibles et du produit réalisé à la cession d'actifs non essentiels. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2018, de l'ordre de 4,5 G$ à 5,0 G$, de même que pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels et de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de ventes, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

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

Sources de financement disponibles

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie, qui s'élevaient à 2,672 G$ au 31 décembre 2017, comprennent des placements à court terme dont la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance est d'environ 16 jours. En 2017, ce portefeuille de placements a rapporté à la Société des produits d'intérêts d'environ 32 M$.

Activités de financement

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

Les intérêts sur la dette de Suncor (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif) se sont élevés à 945 M$ en 2017, en baisse par rapport à 1,012 G$ en 2016, en raison principalement du remboursement anticipé d'une tranche de plus de 3,0 G$ de la dette à long terme effectué au cours de l'exercice, partiellement contrebalancé par l'émission de nouveaux titres d'emprunt totalisant 750 M$ US.

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

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

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

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

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt détenus par le public. L'omission de se conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres.
Au 31 décembre 2017, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 25,6 % (28,1 % au

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2017	2016
Dette à court terme	**2 136**	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	**71**	54
Dette à long terme	**13 372**	16 103
Dette totale	**15 579**	17 430
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**2 672**	3 016
Dette nette	**12 907**	14 414
Capitaux propres	**45 383**	44 630
Dette totale majorée des capitaux propres	**60 962**	62 060
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	**25,6**	28,1

Évolution de la dette nette

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

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation s'est établi à 1,4 fois, ce qui est inférieur à la cible maximale de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 3,0 fois.

Notations

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

Au 28 février 2018, les notations de la dette de premier rang à long terme de la Société se présentaient comme suit :

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

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

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

Se reporter à la rubrique « Description de la structure du capital – Notes de crédit » de la notice annuelle 2017 de Suncor pour une description des notations de crédit présentées dans les tableaux ci-dessus.

Actions ordinaires

Actions en circulation

Au 31 décembre 2017 (en milliers)	
Actions ordinaires	**1 640 983**
Options sur actions ordinaires – non exerçables	**17 363**
Options sur actions ordinaires – exerçables	**13 747**

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

Rachats d'actions

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

Après la clôture de l'exercice, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un nouveau programme de rachat d'actions de 2,0 G$, ce qui témoigne une fois de plus de la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et de son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2017	2016	2015	2014
Rachats d'actions				
Actions rachetées (en milliers d'actions ordinaires)	**33 154**	—	1 230	42 027
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	**42,61**	—	34,93	39,76
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)	**1 413**	—	43	1 671

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

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

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

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

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

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

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

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

Transactions avec des parties liées

La Société conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités. Il s'agit principalement de ventes à des entités liées dans le cadre des activités du secteur Raffinage et commercialisation de la Société. Se reporter à la note 32 des états financiers consolidés audités de 2017 pour obtenir plus de précisions sur ces transactions et sur la rémunération des principaux dirigeants.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés pour gérer son exposition aux risques. La Société a recours à ces contrats dérivés pour couvrir le risque lié à l'achat et à la vente de marchandises, pour gérer l'exposition aux taux d'intérêt et pour couvrir les risques liés à des transactions précises, tels que le risque de change lié au remboursement de la dette libellée en dollars américains. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, l'incidence avant impôt des activités de gestion des risques correspond à une perte de 19 M$ (perte avant impôt de 25 M$ en 2016).

Dans le cadre de ses activités de négociation de l'énergie, Suncor a recours à des contrats à terme standardisés sur le pétrole brut, le gaz naturel et les produits raffinés ainsi qu'à d'autres instruments financiers dérivés dans le but d'optimiser les stratégies de négociation connexes. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, l'incidence avant impôt pour les activités de négociation de l'énergie correspond à une perte de 37 M$ (perte avant impôt de 47 M$ en 2016).

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

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2015	(18)	20	2
Règlements en trésorerie – montant payé (reçu) au cours de l'exercice	29	(13)	16
Pertes latentes comptabilisées en résultat net au cours de l'exercice	(47)	(25)	(72)
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2016	**(36)**	**(18)**	**(54)**
Règlements en trésorerie – montant (reçu) payé au cours de l'exercice	(12)	17	5
Pertes latentes comptabilisées en résultat net au cours de l'exercice	(37)	(19)	(56)
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2017	**(85)**	**(20)**	**(105)**

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

Juste valeur des contrats dérivés aux 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016
Créances	**74**	155
Dettes	**(179)**	(209)
	(105)	(54)

Risques liés aux instruments financiers dérivés

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

Les activités de gestion des risques de Suncor font l'objet d'examens périodiques par la direction, qui vise à déterminer les besoins de la Société en matière de couverture en fonction de son seuil de tolérance à l'égard du risque de volatilité du marché et de ses besoins en flux de trésorerie stables pour financer sa croissance future. Les activités de négociation de l'énergie sont gérées par un groupe de gestion des risques distinct, qui examine et contrôle les pratiques et les politiques et effectue une vérification et une évaluation indépendantes de ces activités.

Il convient de se reporter à la note intitulée « Instruments financiers et gestion des risques » des états financiers consolidés audités de 2017 de la Société pour obtenir plus d'informations sur nos instruments financiers dérivés, notamment pour connaître les hypothèses retenues dans le calcul de la juste valeur, pour obtenir une analyse de sensibilité décrivant l'effet des fluctuations des cours des marchandises sur nos contrats financiers dérivés et une analyse plus détaillée des risques auxquels nous sommes exposés et des mesures que nous mettons en œuvre pour les atténuer.

9. MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Une description des principales méthodes comptables de Suncor est présentée à la note 3 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Prises de position comptables récemment publiées

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

Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients

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

Instruments financiers

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

Contrats de location

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

Paiements fondés sur des actions

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

Incertitude relative aux traitements fiscaux

En juin 2017, l'IASB a publié IFRIC 23 *Incertitude relative aux traitements fiscaux*, qui apporte des éclaircissements sur la façon dont les actifs et les passifs d'impôt exigible ou différé doivent être comptabilisés dans des circonstances où il existe une incertitude entourant les traitements fiscaux. L'interprétation exige que les entités déterminent s'il est probable qu'un traitement fiscal incertain sera accepté par l'administration fiscale. Si une entité détermine qu'il n'est pas probable que l'administration fiscale accepte le traitement fiscal incertain, elle doit utiliser la méthode du montant le plus probable ou la méthode de l'espérance mathématique. Les modifications doivent être appliquées de manière rétrospective et s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019, leur application anticipée étant toutefois autorisée. L'adoption de cette modification n'aura aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

Principales estimations comptables et jugements importants

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

Réserves de pétrole et de gaz

L'évaluation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ainsi que des obligations de démantèlement et de remise en état est déterminée en partie d'après les réserves estimatives de pétrole et de gaz de la Société. L'estimation des réserves est un processus intrinsèquement complexe qui repose sur l'exercice d'un jugement professionnel. Toutes les réserves ont été évaluées en date du 31 décembre 2017 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les estimations des réserves de pétrole et de gaz reposent sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, les prix des marchandises futurs prévus, les données techniques ainsi que le montant des dépenses futures et le moment où elles seront engagées, facteurs qui sont tous soumis à des incertitudes. Les estimations tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2017, lesquelles pourraient être considérablement différentes à d'autres moments de l'exercice ou au cours de périodes subséquentes. L'évolution de la conjoncture et de la réglementation et les modifications d'hypothèses peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes.

Activités pétrolières et gazières

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

Frais de prospection et d'évaluation

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

Détermination des unités génératrices de trésorerie (« UGT »)

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

Dépréciation d'actifs et reprises

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

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

Coûts liés au démantèlement et à la remise en état

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

De plus, ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue de remise en état et de l'ampleur des travaux, des progrès techniques, de l'utilisation éventuelle des lieux, des projets et processus de remise en état et de l'installation de traitement des eaux. Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modification des lois et règlements pertinents liés à l'utilisation de certaines technologies, de l'émergence de nouvelle technologie et de l'évolution de l'expérience d'exploitation, des prix et des projets de fermeture. Le calendrier estimatif du démantèlement et de la remise en état futur peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie de la réserve. Les changements apportés aux estimations des coûts futurs attendus, des taux d'actualisation et du moment du démantèlement ainsi que les changements apportés aux hypothèses concernant l'inflation peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Avantages sociaux futurs

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

Autres provisions

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

Impôt sur le résultat

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

Impôt sur le résultat différé

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

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

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

Juste valeur des instruments financiers

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

Monnaie fonctionnelle

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

Juste valeur de la rémunération fondée sur des actions

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

10. FACTEURS DE RISQUE

La Société s'est engagée à adopter un programme de gestion des risques d'entreprise visant à favoriser la prise de décisions par l'identification et l'évaluation systématiques des risques inhérents à ses actifs et à ses activités. Certains de ces risques sont communs à toutes les sociétés pétrolières et gazières, tandis que d'autres sont propres à Suncor.

Volatilité des prix des marchandises

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

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

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

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

Depuis la seconde moitié de 2014, les prix du pétrole ont chuté radicalement à l'échelle mondiale. Bien qu'ils aient remonté modérément par rapport aux planchers atteints au cours de cette période, en partie en raison des quotas fixés par les pays membres de l'OPEP et d'autres pays, rien ne garantit que cette reprise se maintiendra ni qu'elle se poursuivra. L'incapacité des pays membres de l'OPEP et des autres pays à fixer de nouveaux quotas ou à atteindre ou à maintenir les quotas qu'ils se sont fixés, ou encore les hausses de l'offre provenant d'autres pays (y compris le Canada et les États-Unis), conjuguée aux facteurs susmentionnés, pourrait entraîner une baisse des prix du pétrole à l'échelle mondiale, susceptible d'être importante et de mener à une plus grande volatilité des prix. Une période prolongée de chute ou de volatilité des prix des marchandises, du pétrole brut en particulier, pourrait avoir un effet défavorable significatif sur les activités, la situation financière et les réserves de Suncor et pourrait également entraîner des pertes de valeur d'actifs ou se solder par l'annulation ou le report de certains de ses projets de croissance.

Incidents opérationnels majeurs (sécurité, environnement et fiabilité)

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

Les secteurs de la Société sont également exposés à des risques liés à la performance en matière d'environnement et de sécurité, laquelle fait l'objet d'un examen rigoureux de la

part des gouvernements, du public et des médias, ce qui pourrait entraîner une révocation temporaire des approbations réglementaires ou des permis ou l'incapacité de les obtenir ou, en cas d'incident majeur sur le plan de l'environnement ou de la sécurité, des amendes, des poursuites civiles ou des accusations criminelles à l'encontre de la Société.

En règle générale, l'exploitation de Suncor est soumise à des dangers et à des risques, comme, entre autres, les incendies (y compris les feux de forêt), les explosions, les éruptions, les pannes d'électricité, les conditions hivernales rigoureuses, les périodes prolongées de froid ou de chaleur extrêmes, les inondations, les sécheresses et autres conditions climatiques extrêmes, les accidents de train ou les déraillements, la migration de substances dangereuses, ou encore les déversements de pétrole, les fuites gazeuses ou la décharge de résidus dans les réseaux d'eau, la pollution et les autres risques environnementaux ainsi que les accidents, qui peuvent causer l'interruption de l'exploitation, des blessures corporelles ou la mort, ou des dommages aux biens, à l'équipement et à l'environnement ainsi qu'aux systèmes de technologie de l'information et aux systèmes de contrôle et de données connexes.

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

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

- Le secteur Sables pétrolifères de Suncor peut subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts de production ou des restrictions sur sa capacité de produire des marchandises à valeur plus élevée en raison de pannes touchant un ou plusieurs systèmes constituants interdépendants, et d'autres risques inhérents à l'exploitation des sables pétrolifères.
- Des risques et des incertitudes sont associés aux activités du secteur E&P de Suncor, notamment tous les risques liés au forage de puits de pétrole et de gaz naturel, à l'exploitation et à la mise en valeur de terrains miniers et de puits (y compris la découverte de formations ou de pressions non prévues ou la présence de sulfure d'hydrogène), l'épuisement prématuré des gisements, les émissions de gaz sulfureux, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides du puits et d'autres accidents.
- Les activités extracôtières du secteur E&P sont menées dans des régions exposées aux ouragans et à d'autres conditions météorologiques extrêmes, comme les tempêtes hivernales, les banquises, les icebergs et le brouillard. L'un ou l'autre de ces éléments pourrait entraîner l'arrêt de la production, l'interruption du forage et des activités, des dommages au matériel ou sa destruction, ou des blessures graves ou mortelles au personnel de forage. Les activités extracôtières de Suncor peuvent également être assujetties aux actions de ses agents contractuels et des exploitants de coentreprises susceptibles de causer des événements catastrophiques semblables à leurs installations, ou peuvent être indirectement touchées par des événements catastrophiques qui se sont produits dans les installations extracôtières d'un tiers. Dans les deux cas, cette situation peut donner lieu à une responsabilité, des dommages au matériel de la Société, des préjudices personnels, forcer la fermeture des installations ou l'arrêt des activités, ou entraîner une pénurie de matériel approprié ou de spécialistes nécessaires à l'exécution des activités prévues.
- Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor est soumis à tous les risques habituellement liés à l'exploitation d'une raffinerie, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution, ainsi que de stations-service, y compris, entre autres, la perte de production, les ralentissements ou les arrêts de production attribuables à la défectuosité de l'équipement, l'impossibilité d'accéder à des charges d'alimentation, les prix et la qualité des charges d'alimentation, ou d'autres incidents.

Bien que la Société mette en œuvre un programme de gestion des risques qui comprend la souscription d'assurances, ces assurances peuvent ne pas fournir une garantie suffisante dans toutes les situations, et tous les risques ne sont pas forcément assurables. Il est possible que la couverture d'assurance de la Société ne soit pas suffisante pour couvrir les coûts découlant de la répartition des obligations et des risques de perte découlant de ses activités.

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

Politique réglementaire/gouvernementale et efficacité

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

pays. La Société, y compris ses partenariats,est également assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel, telles que, entre autres, le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts (y compris l'impôt sur le résultat), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, la protection environnementale, la faune terrestre et marine, la performance sur le plan de la sécurité, la réduction des gaz à effet de serre (GES) et autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, les interactions avec des gouvernements étrangers, l'attribution ou l'acquisition de droits de prospection et de production, de baux d'exploitation des sables pétrolifères ou d'autres droits ou intérêts, l'imposition d'obligations de forage précises, le contrôle sur la mise en valeur, la remise en état et l'abandon des gisements et des emplacements des mines (y compris les restrictions sur la production), les exigences en matière de sécurité financière des mines et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels. Dans le cadre de ses activités en cours, la Société, y compris ses partenariats, est également soumise à un grand nombre de règlements en matière d'environnement, de santé et de sécurité en vertu de diverses lois du Canada, des États-Unis et du Royaume-Uni, ainsi qu'en vertu d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux. L'omission de se conformer à la législation et à la réglementation applicables pourrait mener, entre autres, à l'imposition d'amendes ou de pénalités, à des restrictions sur la production, à l'arrêt ou à la suspension obligatoires des activités de production de certaines installations, à une atteinte à la réputation, à des retards, à des dépassements de coûts, à un refus des demandes de permis d'exploitation et d'agrandissement, à une réprobation, à l'obligation d'acquitter des coûts et des dommages-intérêts pour le nettoyage ainsi qu'à la perte de licences et de permis d'importance.

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

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

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

Risque associé aux combustibles fossiles

Depuis les dernières années, la population appuie de plus en plus les actions et les technologies en matière d'énergie

alternative/renouvelable proposées pour lutter contre les changements climatiques. Au Canada et partout dans le monde, les autorités gouvernementales ont répondu à cette nouvelle tendance en se fixant des cibles ambitieuses de réduction des émissions et en adoptant des dispositions législatives en conséquence, notamment des mesures sur la tarification du carbone, des normes sur l'énergie et les combustibles propres ainsi que des incitatifs et des mandats favorisant les énergies alternatives. En outre, les combustibles fossiles, et les sables bitumineux en particulier, suscitent de plus en plus l'opposition des groupes d'activistes et de l'opinion publique.

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

La réglementation environnementale, notamment la réglementation touchant les changements climatiques, pourrait se répercuter sur la demande ou sur la composition ou la qualité des produits de la Société, ou occasionner une hausse des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et des coûts de distribution, qui pourraient être récupérables ou non sur le marché et qui pourraient rendre les activités d'exploitation ou les projets d'expansion non rentables. En outre, des modifications à la réglementation pourraient obliger Suncor à mettre au point de nouvelles technologies, moyennant des investissements importants en immobilisations et en ressources. En cas de retard ou d'échec dans l'identification ou la mise au point des technologies en question, Suncor, y compris ses partenariats, pourraient ne pas être en mesure d'obtenir les approbations réglementaires pour leurs projets ou de faire concurrence avec succès aux autres sociétés sur le marché. Le resserrement de la réglementation environnementale sur les territoires où Suncor mène ses activités pourrait aussi l'empêcher de faire concurrence aux sociétés installées dans des territoires où la réglementation est moins sévère. La complexité et l'ampleur de ces questions font qu'il est extrêmement difficile de prévoir leur effet futur sur Suncor.

Suncor continue de suivre de près les efforts déployés à l'échelle nationale et internationale pour lutter contre les changements climatiques. Alors qu'il est presque certain que la réglementation et les cibles de réduction des GES deviendront de plus en plus rigoureuses, et malgré le fait que Suncor maintienne ses efforts pour réduire l'intensité des émissions de GES, les émissions absolues de GES de la Société devraient continuer d'augmenter parallèlement à l'exécution de sa stratégie de croissance. L'augmentation des émissions de GES pourrait se répercuter sur la rentabilité des projets de la Société, puisque celle-ci sera tenue de payer des droits ou taxes supplémentaires. Des tiers pourraient également intenter des actions en justice contre Suncor en lien avec les changements climatiques. En outre, les rouages, l'entrée en vigueur et la mise en application de la *Oil Sands Emissions Limit Act* (Alberta), limitant les émissions de GES provenant des sables bitumineux, font actuellement l'objet d'un examen et, même s'il n'est pas encore possible de prédire les conséquences que cette loi aura sur Suncor, ces conséquences pourraient être importantes.

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

Conformité environnementale

Gestion des résidus miniers

Des risques sont associés aux plans de gestion des résidus miniers de la Société, y compris ceux de ses partenariats. Aux termes de la *Directive 085, Fluid Tailings Management for Oil Sands Mining Projects*, de l'*Alberta Energy Regulator*, chaque mine est tenue de mettre à jour ses plans de gestion des résidus liquides. Tout retard ou refus d'approbation ou tout défaut de satisfaire à l'une ou l'autre des conditions d'approbation d'un tel plan pourrait nuire significativement à la capacité des exploitants de mettre en œuvre des installations supplémentaires de traitement des résidus liquides, ce qui pourrait entraîner une baisse de la production et des volumes de résidus traités. Si la mine dépasse certains niveaux de conformité précisés au cadre de travail en matière de gestion des résidus, l'exploitant pourrait se voir imposer des mesures disciplinaires, notamment être contraint de réduire sa production, et des sanctions de nature financière, dont l'obligation de verser une amende de non-conformité ou d'ajouter des mesures de sécurité supplémentaires aux termes du programme de sécurité financière des mines (*Mine Financial Security Program*). On ne connaît pas toute l'ampleur de l'impact du cadre de travail en matière de gestion des résidus, y compris des conséquences financières liées aux dépassements des niveaux de conformité, car certaines politiques et certains règlements qui lui sont associés sont toujours en cours d'élaboration. Ces derniers pourraient restreindre les mesures technologiques employées par la Société pour gérer ses résidus, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses plans d'affaires. Dans ce contexte, la Société, y compris ses partenariats, est également exposée au risque que leurs activités de gestion des résidus échouent ou ne se déroulent pas comme prévu. La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la

situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

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

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

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

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

Loi sur les espèces en péril

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

Gestion de la qualité de l'air

À l'heure actuelle, le gouvernement canadien et les gouvernements des provinces et territoires du pays travaillent à l'élaboration, à la modification ou à la mise en œuvre de cadres et de règlements sur la qualité de l'air, lesquels pourraient influer sur les projets existants et prévus de la Société en l'obligeant à investir des capitaux ou à engager des dépenses d'exploitation ou de conformité supplémentaires, notamment pour modifier son équipement et augmenter ses mesures de suivi et ses plans d'atténuation des risques afin de respecter les nouvelles exigences. On ne connaît pas encore toutes les implications exactes de la mise en œuvre de ces nouveaux règlements et cadres, mais ils pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

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

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

Accès au marché

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

demande (en raison de la disponibilité, de la proximité et de la capacité des pipelines et des wagons ou d'autres facteurs). Les prix du pétrole brut lourd sont généralement inférieurs à ceux du pétrole brut léger, en raison surtout de la qualité et de la valeur inférieures des produits raffinés et des coûts supérieurs engagés pour le transport par pipeline d'un produit plus visqueux, et cet écart de prix peut être amplifié par les déséquilibres entre l'offre et la demande. Une pénurie de condensat voué au transport du bitume pourrait se traduire par une augmentation des coûts de Suncor, qui devrait alors acheter une autre forme de diluant, ce qui pourrait faire grimper les coûts de transport du bitume jusqu'aux marchés et augmenter les charges d'exploitation de Suncor, en plus d'influer sur la stratégie de commercialisation des mélanges de bitume mise en place par la Société.

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

Sécurité de l'information

Le bon fonctionnement des activités de Suncor dépend du matériel informatique, des logiciels et des systèmes en réseau. Dans le cours normal de ses activités, Suncor recueille et stocke des données de nature sensible telles que des renseignements protégés par le droit de propriété intellectuelle, des renseignements commerciaux exclusifs et des renseignements nominatifs concernant ses employés et ses clients au détail. Les activités de Suncor reposent sur un cadre d'information vaste et complexe. La Société recourt aux mesures, aux contrôles et aux technologies reconnus par l'industrie pour protéger ses systèmes d'information et pour conserver en toute sécurité l'information confidentielle et les renseignements exclusifs stockés dans ses systèmes d'information. Elle s'est également dotée d'un processus d'identification, d'évaluation et de gestion constantes des menaces posées à ses systèmes d'information. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille le risque lié à la sécurité de l'information auquel Suncor est exposée. Cependant, les mesures, les contrôles et la technologie auxquels la Société a recours peuvent ne pas prévenir efficacement les atteintes à la sécurité en raison de l'augmentation du nombre des cybermenaces et de leur sophistication constante. Les technologies de l'information de Suncor et l'infrastructure connexe, y compris les systèmes de contrôle des processus, pourraient être la cible d'attaques de personnes ou d'organisations mal intentionnées motivées, entre autres, par des visées géopolitiques, financières ou militantes, ou faire l'objet d'une brèche de sécurité à la suite d'erreurs commises par des employés, d'actes malveillants ou de perturbations autres. De telles attaques ou brèches de sécurité pourraient compromettre le fonctionnement des réseaux de Suncor et la sécurité des renseignements détenus par la Société, qui pourraient être consultés, divulgués, égarés, subtilisés ou altérés. Une telle attaque, une telle brèche de sécurité, un tel accès, une telle divulgation ou une telle perte de données pourrait se solder par des plaintes ou des poursuites judiciaires, engager la responsabilité de la Société en vertu du droit sur la protection des renseignements personnels, entraîner l'imposition de sanctions réglementaires, entraver le bon déroulement des activités de Suncor, diminuer le rendement et la production de Suncor, entraîner une augmentation des coûts et ternir la réputation de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor. Bien que la Société ait un programme de gestion des risques comportant une assurance couvrant les conséquences opérationnelles d'une brèche de sécurité ou d'une attaque visant ses technologies de l'information et son infrastructure, y compris aux systèmes de contrôle des processus, elle ne possède pas d'assurance spécifique contre la cybercriminalité. Qui plus est, tous les risques liés à la cybercriminalité ne peuvent être assurés. Par conséquent, la couverture d'assurance actuelle de Suncor pourrait ne pas fournir une protection suffisante contre les pertes résultant de telles brèches de sécurité ou attaques visant ses technologies de l'information et son infrastructure.

Exécution de projets

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

Les risques liés à l'exécution de grands projets comprennent trois risques connexes principaux :

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

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

- le défaut de se conformer au modèle de mise en valeur d'actifs et d'exécution de Suncor;
- la disponibilité, l'ordonnancement et le coût des matériaux, de l'équipement et du personnel qualifié;
- la complexité associée à l'intégration et à la gestion du personnel de l'agent contractuel et des fournisseurs;
- la capacité à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations d'ordre réglementaire requises;
- l'incidence de la conjoncture économique, des conditions commerciales et de la conjoncture du marché en général et la capacité de la Société de financer la croissance, y compris les projets de croissance d'envergure en cours, si les prix des marchandises baissent et demeurent à de faibles niveaux pendant une période prolongée;
- l'incidence des conditions météorologiques;
- les risques liés au redémarrage de projets mis en veilleuse, y compris l'augmentation des dépenses en immobilisations;
- l'incidence des modifications de la réglementation gouvernementale ainsi que des attentes du public relativement à l'effet de la mise en valeur des sables pétrolifères sur l'environnement;
- les difficultés et les risques liés à la réalisation de projets dans des contextes opérationnels et des zones de construction confinées;
- les difficultés et les incertitudes associées à l'identification, à la création et à l'intégration de nouvelles technologies au sein d'actifs existants et nouveaux de la Société;
- les risques associés à l'aménagement d'installations extracôtières et à la logistique connexe;
- les risques liés à l'échéancier, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et du personnel qualifié;
- l'exactitude des estimations de coûts des projets ainsi que les écarts entre les coûts réels et les coûts estimatifs des projets d'envergure, écarts qui peuvent être importants;
- la capacité de la Société de mener à bien des transactions stratégiques;
- la mise en service et l'intégration de nouvelles installations au sein des actifs existants de la Société, qui pourraient retarder l'atteinte des objectifs.

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

Impact cumulatif du changement

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

Risque lié aux partenariats

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

Ces copropriétaires pourraient avoir des objectifs et des intérêts qui ne coïncident pas avec les intérêts de Suncor et qui pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. Les décisions d'investissement importantes visant les partenariats peuvent exiger que les copropriétaires se mettent d'accord, tandis que certaines décisions d'exploitation peuvent être prises uniquement au gré de l'exploitant des actifs applicables. Même si les contreparties dans le cadre des coentreprises cherchent généralement à atteindre un consensus relativement aux principales décisions concernant la direction et l'exploitation des actifs et le développement des projets,

rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures des parties relativement à ces actifs et projets seront comblées de façon satisfaisante ou en temps opportun. L'incapacité de répondre de façon satisfaisante aux demandes ou aux attentes de toutes les parties pourrait influencer la participation de la Société à l'exploitation de ces actifs ou au développement de ces projets, sa capacité à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires ou le moment d'entreprendre diverses activités. De plus, des conflits pourraient survenir relativement à l'échéancier, au financement ou aux engagements en matière de dépenses d'immobilisations relativement aux projets qui sont développés conjointement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur le développement de ces projets et sur l'entreprise et les activités de Suncor.

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

Risques financiers

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

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

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

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

Fluctuations des taux de change

Les états financiers consolidés audités 2017 de la Société sont présentés en dollars canadiens. La majeure partie des produits que tire Suncor de la vente de pétrole et de gaz naturel sont fondés sur des prix qui sont déterminés en fonction de cours de référence en dollars américains, tandis que la majeure partie de ses dépenses sont engagées en dollars canadiens. La Société a également d'importants emprunts libellés en dollars américains. Par conséquent, ses résultats peuvent se ressentir fortement des variations des taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. La Société mène également des activités qui sont administrées par l'intermédiaire de filiales à l'étranger et, par conséquent, ses résultats peuvent subir, quoique dans une moindre mesure, l'incidence des variations des taux de change entre le dollar canadien et l'euro, la livre sterling et la couronne norvégienne. Les taux de change peuvent fluctuer considérablement et donner lieu à une exposition au change favorable ou défavorable. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.
Au 31 décembre 2017, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain, pour passer de 0,74 au début de 2017, à 0,80. Les fluctuations des taux de change pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Risque de taux d'intérêt

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

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

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

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

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

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

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

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

Fournisseurs de services tiers

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

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

Redevances, taxes et impôts

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

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

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

Établissements à l'étranger

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

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

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

L'incidence que pourraient avoir des attaques terroristes, des hostilités régionales ou des événements de violence politique futurs éventuels sur l'industrie du pétrole et du gaz, et sur les activités de la Société en particulier, n'est pas connue pour le moment. Cette incertitude pourrait toucher les activités de Suncor de façon imprévisible, notamment par des perturbations de l'approvisionnement en carburant et des marchés du carburant, particulièrement en ce qui a trait au pétrole brut, et la possibilité que les installations d'infrastructure, y compris les pipelines, les installations de production, les usines de traitement et les raffineries, soient des cibles directes ou des victimes indirectes d'un acte de terrorisme, de violence politique ou de guerre. Suncor pourrait devoir engager des coûts importants afin de protéger ses actifs contre les activités terroristes ou de réparer des dommages probables à ses installations. Rien ne garantit que Suncor réussira à se protéger contre de tels risques ni contre les conséquences financières connexes.

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

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

Risque lié à la technologie

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

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

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

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

Relations de travail

Les employés horaires des installations d'exploitation du secteur Sables pétrolifères de Suncor, de toutes ses raffineries, de certaines de ses activités de terminal et de distribution et de son unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 38 % des employés de la Société étaient visés par des conventions collectives à la fin de 2017. Des négociations en ce qui a trait à une nouvelle convention collective sont en cours avec le syndicat Teamsters Canada au terminal Burrard de Suncor ainsi qu'avec Unifor à son projet d'agrandissement du Parc de stockage Est. Toute interruption de travail qui viserait les employés de la Société (y compris à la suite de l'échec de la renégociation de nouvelles conventions collectives avec les organisations syndicales), des corps de métiers contractuels travaillant aux projets ou installations de Suncor, ou des installations détenues en propriété conjointe exploitées par une autre entité, représente un risque important pour la Société et pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Concurrence

L'industrie pétrolière mondiale est très concurrentielle pour de nombreux aspects, y compris l'exploration et le développement de nouvelles sources d'approvisionnement, l'acquisition de participations dans le pétrole brut et le gaz naturel ainsi que le raffinage, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers raffinés. Suncor livre concurrence à d'autres sociétés du secteur énergétique dans presque tous les aspects de ses activités. L'industrie pétrolière fait aussi concurrence à d'autres industries pour ce qui est de l'approvisionnement en électricité, en carburant et en produits connexes aux clients. Le paysage politique et social de plus en plus changeant aux niveaux provincial, fédéral, territorial, étatique, municipal et international complique les choses.

En ce qui concerne les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, un certain nombre d'autres sociétés ont entrepris ou pourraient entreprendre des activités liées aux sables pétrolifères et commencer à produire du bitume et du pétrole brut synthétique ou agrandir leurs exploitations existantes. Il est difficile d'évaluer le nombre, le niveau de production et le calendrier définitif de tous les nouveaux projets éventuels ou le moment où les niveaux de production peuvent augmenter. Au cours des dernières années, l'attention mondiale prêtée aux sables pétrolifères du fait de la tendance accrue au regroupement au sein de l'industrie qui a créé de nouveaux concurrents dotés de ressources financières a fait augmenter considérablement l'offre en bitume, en pétrole brut synthétique et en pétrole brut lourd sur le marché. Bien que le niveau actuel des prix des marchandises ait ralenti la progression de certains projets

d'envergure à court terme, l'incidence de ce niveau d'activité sur l'infrastructure régionale, y compris les pipelines, a imposé une contrainte sur la disponibilité et le coût de toutes les ressources requises pour construire de nouvelles installations servant à exploiter les sables pétrolifères et pour les gérer.

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

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

Revendications territoriales et consultations auprès des Autochtones

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

Au cours des dernières années, on a également insisté de plus en plus sur l'importance de consulter les Autochtones sur les projets gaziers et pétroliers et leurs infrastructures, et cette exigence augmentera en vertu du Projet de loi C-69. Qui plus est, le gouvernement fédéral du Canada et le gouvernement provincial de l'Alberta se sont engagés à redéfinir leurs relations avec les Autochtones du pays. Le gouvernement fédéral a affirmé qu'il appuyait désormais sans réserve la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (la « Déclaration ») et a indiqué, dans son discours aux Nations Unies sur les questions autochtones, qu'il ne visait « rien de moins que l'adoption et l'application de la Déclaration, conformément à la Constitution canadienne ». Récemment, le gouvernement fédéral a annoncé son appui à un projet de loi proposé par un député, le projet de loi C-262, *Loi visant à assurer l'harmonie des lois fédérales avec la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*, qui fait la promotion de l'adoption complète de la Déclaration et de son inclusion dans le droit canadien. Ce projet de loi devrait être adopté en 2018. De son côté, le gouvernement albertain explore actuellement les meilleurs moyens de mettre en application les principes et objectifs de cette Déclaration, dans le respect de la Constitution canadienne et du droit provincial. On ne sait pas encore comment la Déclaration sera incluse dans le droit canadien, ni quelles seront ses répercussions sur l'obligation de la Couronne en matière de consultation des Autochtones.

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

Risque lié aux poursuites

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

Dividendes

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

Autres facteurs de risque

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

11. AUTRES ÉLÉMENTS

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

Selon leur évaluation au 31 décembre 2017, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 décembre 2017, il ne s'était produit, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

L'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017 a fait l'objet d'un audit par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant, comme il est indiqué dans son rapport compris dans les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

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

Prévisions de la Société

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

12. MISES EN GARDE

Mesures financières hors PCGR

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

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle. La direction utilise le résultat d'exploitation pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015, un rapprochement entre le résultat d'exploitation consolidé et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion, et un rapprochement entre le résultat d'exploitation de chaque secteur et le résultat net à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Le résultat d'exploitation pour les trimestres clos les 31 décembre 2017 et 31 décembre 2016 fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net présenté ci-dessous.

Analyses de rapprochement du résultat d'exploitation

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

- Le facteur lié aux volumes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes des ventes et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur Raffinage et commercialisation.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, exception faite de la production de la Libye, qui est exempte de redevances, ainsi que les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des frais de démarrage liés aux projets, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges de financement et aux autres produits tient compte des charges de financement, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence de la variation des taux réglementaires, d'autres ajustements d'impôt sur le résultat et de l'incidence nette de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017.

Rendement du capital investi (« RCI »)

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

période de 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois sont présentés pour montrer la variation des éléments du calcul sur la période de 12 mois.

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2017	2016	2015
Ajustements du résultat net				
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires		**4 458**	434	(1 995)
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :				
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		**(702)**	(524)	1 930
Charge d'intérêts nette		**158**	304	312
	A	**3 914**	214	247
Capital investi – début de la période de 12 mois				
Dette nette		**14 414**	11 254	7 834
Capitaux propres		**44 630**	39 039	41 603
		59 044	50 293	49 437
Capital investi – fin de la période de 12 mois				
Dette nette		**12 907**	14 414	11 254
Capitaux propres		**45 383**	44 630	39 039
		58 290	59 044	50 293
Capital moyen investi	B	**58 667**	57 999	50 565
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	**6,7**	0,4	0,5
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	**12 901**	10 147	7 195
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	**8,6**	0,5	0,6

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

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères			Exploration et production			Raffinage et commercialisation		
	2017	2016	2015	**2017**	2016	2015	**2017**	2016	2015
Résultat net	**1 009**	(1 149)	(856)	**732**	190	(758)	**2 658**	1 890	2 306
Ajustements pour :									
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**3 782**	3 864	3 583	**1 028**	1 381	3 106	**685**	702	685
Impôt sur le résultat différé	**170**	(78)	172	**(113)**	(506)	(1 235)	**(138)**	12	(21)
Augmentation des passifs	**195**	208	144	**45**	53	50	**7**	7	7
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	**—**	—	—	**—**	—	—	**—**	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	**2**	19	20	**—**	—	—	**9**	27	60
Perte sur l'extinction d'une dette	**—**	—	—	**—**	—	—	**—**	—	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	**(50)**	(33)	8	**—**	—	(5)	**(354)**	(35)	(109)
Rémunération fondée sur des actions	**(3)**	41	13	**6**	12	9	**4**	21	2
Frais de prospection	**—**	—	—	**41**	204	255	**—**	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	**(305)**	(248)	(277)	**(31)**	(1)	(5)	**(17)**	(20)	(20)
Autres	**(62)**	45	28	**17**	(20)	(31)	**(13)**	2	11
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	**4 738**	2 669	2 835	**1 725**	1 313	1 386	**2 841**	2 606	2 921
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	**(451)**	(383)	(27)	**(13)**	60	322	**1 563**	787	306
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	**4 287**	2 286	2 808	**1 712**	1 373	1 708	**4 404**	3 393	3 227

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

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

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

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

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

la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités de Syncrude, ce qui comprend, sans s'y limiter, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères.

Marge de raffinage et charges d'exploitation de raffinage

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2017	2016	2015
Rapprochement de la marge de raffinage brute			
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	**5 952**	5 813	6 311
Autres produits	**73**	16	86
Marge non liée au raffinage	**(1 800)**	(2 403)	(2 123)
Marge de raffinage	**4 225**	3 426	4 274
Production des raffineries[1)] (kb)	**174 461**	168 798	171 581
Marge de raffinage ($/b)	**24,20**	20,30	24,90
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	**2 007**	2 203	2 219
Coûts non liés au raffinage	**(1 125)**	(1 343)	(1 338)
Charges d'exploitation de raffinage	**882**	860	881
Production des raffineries[1)]	**174 461**	168 798	171 581
Charges d'exploitation de raffinage ($/b)	**5,05**	5,10	5,10

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

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

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

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

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

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi^{3}e ou en Mpi^{3}e de gaz naturel, en supposant que six kpi^3 équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi^{3}e, Mpi^{3}e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi^3 de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

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

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploitation et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	**2017**	2016	**2017**	2016	**2017**	2016	**2017**	2016
Résultat net présenté	**670**	276	**217**	54	**886**	524	**(391)**	(323)	**1 382**	531
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**91**	222	**91**	222
Incidence de l'ajustement du taux d'impôt sur l'impôt différé	**—**	—	**14**	—	**(140)**	—	**2**	—	**(124)**	—
Produit d'assurance	**(55)**	—	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**(55)**	—
Perte sur le remboursement anticipé d'une dette à long terme	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**18**	—	**18**	—
Décomptabilisation et pertes de valeur	**—**	40	**—**	—	**—**	—	**—**	31	**—**	71
Profit hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**(2)**	(188)	**(2)**	(188)
Résultat d'exploitation	**615**	316	**231**	54	**746**	524	**(282)**	(258)	**1 310**	636

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

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	**2017**	2016	**2017**	2016	**2017**	2016	**2017**	2016
Résultat net	**670**	276	**217**	54	**886**	524	**(391)**	(323)	**1 382**	531
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**1 055**	1 038	**219**	294	**196**	196	**18**	73	**1 488**	1 601
Impôt sur le résultat différé	**181**	(14)	**5**	(44)	**(161)**	(3)	**78**	(9)	**103**	(70)
Augmentation des passifs	**49**	53	**12**	10	**2**	2	**—**	—	**63**	65
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**74**	313	**74**	313
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	**2**	—	**—**	—	**9**	(1)	**5**	(271)	**16**	(272)
Profit à la cession d'actifs	**(46)**	—	**—**	—	**(2)**	(21)	**—**	—	**(48)**	(21)
Perte sur l'extinction d'une dette	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**26**	—	**26**	—
Rémunération fondée sur des actions	**34**	57	**4**	7	**17**	32	**61**	105	**116**	201
Frais de prospection	**—**	—	**—**	65	**—**	—	**—**	—	**—**	65
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	**(76)**	(55)	**(15)**	(1)	**(7)**	(7)	**—**	—	**(98)**	(63)
Autres	**(89)**	17	**(11)**	—	**(5)**	—	**(1)**	(2)	**(106)**	15
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	**1 780**	1 372	**431**	385	**935**	722	**(130)**	(114)	**3 016**	2 365
(Diminution) augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	**(509)**	217	**101**	156	**496**	982	**(349)**	(929)	**(261)**	426
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	**1 271**	1 589	**532**	541	**1 431**	1 704	**(479)**	(1 043)	**2 755**	2 791

Abréviations courantes

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

Unités de mesure

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

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

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

Énoncés prospectifs

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

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

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

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

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

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

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

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

- *les travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères et les travaux de maintenance des installations de cokéfaction de Syncrude qui devraient être achevés au deuxième trimestre de 2018, ainsi que les travaux de maintenance supplémentaires portant sur l'usine de valorisation 2 et les installations de Syncrude qui devraient débuter au troisième trimestre de 2018 et s'achever au début du quatrième trimestre de 2018;*
- *les travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines qui devraient être entrepris à Terra Nova au troisième trimestre de 2018;*
- *les travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines devant être exécutés à la raffinerie d'Edmonton, notamment des travaux de révision complets des installations de raffinage d'une durée d'un mois, et les travaux de révision d'une durée de quatre semaines devant être exécutés à la raffinerie de Commerce City, travaux qui devraient tous débuter vers la fin du premier trimestre de 2018 et se poursuivre au deuxième trimestre de 2018; les travaux de révision d'une durée de six semaines qui devraient être exécutés à la raffinerie de Sarnia au deuxième trimestre de 2018; les travaux de maintenance d'une durée de trois semaines qui devraient être exécutés à la raffinerie de Montréal au deuxième trimestre; les travaux de maintenance d'une durée de cinq semaines qui devraient débuter à la raffinerie de Montréal au troisième trimestre de 2018; ainsi que les travaux de maintenance d'une durée de deux semaines qui devraient débuter à la raffinerie de Commerce City au quatrième trimestre.*

Autres éléments :

- *l'attente selon laquelle la diminution nette de la dette à long terme en 2017 devrait permettre de réduire les coûts de financement futurs en plus de fournir une souplesse financière accrue, et le fait que la Société estime que les liquidités supplémentaires que procuraient sa facilité de crédit qui a été réduite la facilité de crédit acquise dans le cadre de l'acquisition de COS qui a été annulée ne sont plus requises;*
- *la sensibilité aux facteurs économiques;*
- *l'attente selon laquelle les intérêts incorporés à l'actif de la Société et les dépenses de croissance du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères diminueront considérablement en 2018;*
- *le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière, sa situation financière, sa liquidité ou ses sources de financement;*
- *le fait que la Société estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2018, de l'ordre de 4,5 G$ à 5,0 G$, de même que pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels et de fonds obtenus sur les marchés financiers;*
- *les objectifs de la Société concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont la notation est élevée;*
- *la priorité que la Société continue d'accorder à la gestion des niveaux d'endettement, compte tenu de ses plans de croissance à long terme et de la volatilité des prix des marchandises, et le fait qu'elle croit qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait l'aider à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.*

Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou

suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs; le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et le rendement opérationnel des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs.

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

Les facteurs influant sur les activités du secteur Exploration et production de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes opérationnels inhérents aux activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques de nature politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye attribuable à l'agitation politique dans ce pays; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si la Société vend des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques associés à l'exécution des projets majeurs de Suncor et à la mise en service et à l'intégration des nouvelles installations; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue

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

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, notamment à la rubrique « Facteurs de risque », ainsi que dans la notice annuelle de 2017 de la Société datée du 1er mars 2018 et le formulaire 40-F déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

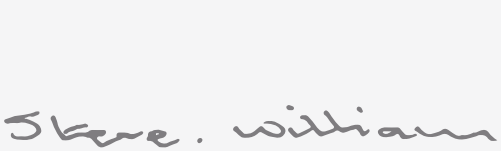
Il incombe à la direction de Suncor Énergie Inc. de préparer et de présenter les états financiers consolidés ci-joints de Suncor Énergie Inc. ainsi que toutes les informations financières connexes contenues dans le rapport annuel, y compris le rapport de gestion.

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada qui s'appliquent aux entités ayant une obligation d'information du public, lesquels s'inscrivent dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board et intégrées dans la Partie I du *Manuel de l'ICCA*. Les états financiers consolidés comprennent certains montants fondés sur des estimations et des jugements.

De l'avis de la direction, les états financiers consolidés ont été préparés adéquatement en fonction d'un seuil raisonnable d'importance relative et dans le cadre des principales méthodes comptables qui ont été adoptées par la direction. Dans les cas où il existe d'autres méthodes comptables, la direction a retenu celles qui, selon elle, conviennent le mieux aux circonstances. Pour assumer ses responsabilités quant à l'intégrité et à la fiabilité des états financiers, la direction tient à jour un système de contrôles internes et s'appuie sur ce système, qui est conçu pour garantir que les opérations sont dûment autorisées et enregistrées, que les actifs sont protégés contre tout usage ou toute cession non autorisés et que les passifs sont comptabilisés. Ces contrôles comprennent des normes de qualité relatives à l'embauche et à la formation des salariés, des politiques et procédures officielles, un code de conduite interne et un programme de conformité connexe conçu pour déceler et surveiller les situations risquant d'entraîner des conflits d'intérêts et veiller à l'intégrité, notamment des registres comptables et des informations financières, et au respect de l'obligation pour les salariés et les membres de la direction de rendre compte de leur rendement dans des sphères de responsabilité appropriées et bien définies.

Par ailleurs, le système de contrôles internes est renforcé par le personnel professionnel du service d'audit interne, qui procède à des audits périodiques de l'information financière de la Société.

Le comité d'audit du conseil d'administration, actuellement composé de cinq administrateurs indépendants, s'assure de l'efficacité des systèmes d'information financière, des systèmes d'information de gestion, des systèmes de contrôles internes et des auditeurs internes de la Société. Il recommande au conseil d'administration la candidature de l'auditeur externe devant être nommé par les actionnaires à chaque assemblée annuelle et s'assure de l'indépendance et de l'efficacité de son travail. De plus, il passe en revue, conjointement avec la direction et l'auditeur externe, les questions importantes liées à l'information financière, le mode de présentation et l'incidence des risques et incertitudes importants, ainsi que les estimations et jugements clés de la direction qui pourraient avoir une incidence significative sur la présentation de l'information financière. Le comité d'audit nomme les consultants de réserves indépendants. Il se réunit au moins une fois par trimestre pour examiner et approuver les états financiers intermédiaires avant leur publication, ainsi qu'une fois l'an pour examiner les états financiers et le rapport de gestion annuels, la notice annuelle ou le formulaire 40-F de Suncor et les estimations annuelles des réserves, de même que pour recommander l'approbation de ces documents au conseil d'administration. Les auditeurs internes et l'auditeur externe, PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., peuvent communiquer en tout temps avec la Société, le comité d'audit et le conseil d'administration.



Steven W. Williams
Président et chef de la direction

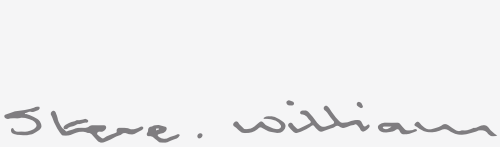
Alister Cowan
Vice-président directeur et chef des finances

Le 1er mars 2018

Le rapport suivant présenté par la direction porte sur le contrôle interne de la Société à l'égard de la présentation de l'information financière (selon la définition des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la loi intitulée *U.S. Securities Exchange Act of 1934*) :

RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

1. La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière de la Société.
2. La direction s'est fondée sur le cadre établi dans le rapport de 2013 intitulé *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Commission Treadway pour procéder à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière.
3. La direction a procédé à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017 et a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace à cette date. De plus, selon cette appréciation, la direction a établi qu'il n'existait pas de faiblesses significatives du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017. En raison de leurs limitations inhérentes, il est possible que les systèmes de contrôle interne à l'égard de l'information financière ne puissent prévenir ou trouver les anomalies, et même les systèmes réputés efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.
4. L'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017 a fait l'objet d'un audit par l'auditeur indépendant, PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comme l'indique le rapport de l'auditeur figurant aux présentes.



Steven W. Williams
Président et chef de la direction

Alister Cowan
Vice-président directeur et chef des finances

Le 1er mars 2018

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Aux actionnaires de
Suncor Énergie Inc.

Opinions sur les états financiers et sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière
Nous avons effectué l'audit des états consolidés de la situation financière ci-joints de Suncor Énergie Inc. et de ses filiales (collectivement, « la Société ») aux 31 décembre 2017 et 2016 et des états consolidés du résultat global, des états consolidés des variations des capitaux propres et des tableaux consolidés des flux de trésorerie des exercices clos à ces dates, y compris les notes annexes (collectivement appelés « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017 en nous fondant sur les critères établis dans le rapport *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Commission Treadway.

À notre avis, les états financiers consolidés dont il est question plus haut donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2017 et 2016, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2017, conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board. De plus, à notre avis, la Société maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le COSO.

Fondement des opinions
La direction de la Société est responsable des présents états financiers consolidés, du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière, qui est présentée dans le Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de la Société et une opinion sur le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'expertise comptable inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB ») et sommes tenus d'être indépendants de la Société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB applicables.

Nous avons effectué nos audits selon les normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifiions et réalisions les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Nos audits des états financiers consolidés ont compris la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et la mise en œuvre de procédures en réponse à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondage des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière comporte l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, ainsi que des tests et une évaluation de la conception et de l'efficacité du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière, en fonction de l'évaluation du risque. Nos audits comprennent aussi la mise en œuvre d'autres procédures jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable pour l'expression de nos opinions.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière
Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une entité est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les principes et procédures qui : i) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de l'entité; ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont inscrites

comme il se doit pour établir les états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de l'entité ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et des administrateurs de l'entité; iii) et fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de l'entité qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le degré de conformité aux politiques ou aux procédures diminue.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables agréés
Calgary (Alberta)

Le 1er mars 2018

Auditeurs de la société depuis 1972.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Notes	2017	2016
Produits des activités ordinaires et autres produits			
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6	**32 051**	26 807
Autres produits	9	**125**	161
		32 176	26 968
Charges			
Achats de pétrole brut et de produits		**11 121**	9 877
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	10 et 27	**9 245**	9 150
Transport		**1 037**	1 072
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	11 et 18	**5 601**	6 117
Prospection		**104**	289
Profit à la cession d'actifs	36 et 37	**(602)**	(68)
(Produits financiers) charges financières	12	**(246)**	445
		26 260	26 882
Résultat avant impôt		**5 916**	86
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	13		
Exigible		**1 209**	153
Différé		**249**	(512)
		1 458	(359)
Résultat net		**4 458**	445
Résultat net attribuable aux :			
Actionnaires ordinaires		**4 458**	434
Participation ne donnant pas le contrôle	7	**—**	11
		4 458	445
Autres éléments du résultat global			
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :			
Ajustement au titre des écarts de conversion		**(198)**	(258)
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :			
Gain (perte) actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt		**31**	(24)
Autres éléments du résultat global		**(167)**	(282)
Résultat global		**4 291**	163
Résultat net par action ordinaire (en dollars)	14		
Résultat net – de base et dilué		**2,68**	0,28
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires – de base et dilué		**2,68**	0,27
Dividendes en trésorerie		**1,28**	1,16

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en millions de dollars)	Notes	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Actif			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents	15	**2 672**	3 016
Créances		**3 281**	3 182
Stocks	17	**3 468**	3 240
Impôt sur le résultat à recouvrer		**156**	376
Actifs détenus en vue de la vente	36 et 37	**—**	1 205
Total de l'actif courant		**9 577**	11 019
Immobilisations corporelles, montant net	11, 18, 34, 35, 36, 37 et 38	**73 493**	71 259
Prospection et évaluation	19	**2 052**	2 038
Autres actifs	20	**1 211**	1 248
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	21	**3 061**	3 075
Actifs d'impôt différé	13	**100**	63
Total de l'actif		**89 494**	88 702
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Dette à court terme	22	**2 136**	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	22	**71**	54
Dettes et charges à payer		**6 203**	5 588
Tranche courante des provisions	25	**722**	781
Impôt à payer		**425**	224
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente	36 et 37	**—**	197
Total du passif courant		**9 557**	8 117
Dette à long terme	22	**13 372**	16 103
Autres passifs non courants	23 et 38	**2 412**	2 067
Provisions	25	**7 237**	6 542
Passifs d'impôt différé	13	**11 533**	11 243
Capitaux propres		**45 383**	44 630
Total du passif et des capitaux propres		**89 494**	88 702

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

Approuvé au nom du conseil d'administration :

Steven W. Williams
Administrateur
Le 28 février 2018

Patricia M. Bedient
Administratrice

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Notes	2017	2016
Activités d'exploitation			
Résultat net		**4 458**	445
Ajustements au titre des éléments suivants :			
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur		**5 601**	6 117
Impôt sur le résultat différé		**249**	(512)
Charge de désactualisation		**247**	269
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains		**(771)**	(458)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation		**128**	(7)
Profit à la cession d'actifs		**(474)**	(68)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	12	**51**	99
Rémunération fondée sur des actions		**31**	142
Prospection		**41**	204
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état		**(353)**	(269)
Autres		**(69)**	26
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	16	**(173)**	(308)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		**8 966**	5 680
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations et frais de prospection		**(6 551)**	(6 582)
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited	7	**—**	109
Acquisitions	8, 34 et 35	**(308)**	(1 014)
Produit de la cession d'actifs[1)]		**1 611**	229
Autres placements		**(38)**	(25)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	16	**267**	(224)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		**(5 019)**	(7 507)
Activités de financement			
Variation nette de la dette à court terme		**981**	531
Remboursement sur la dette à long terme		**(3 283)**	(1 693)
Émissions de titres de créance à long terme	22	**905**	993
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions		**228**	133
(Rachat) émission d'actions ordinaires	26	**(1 413)**	2 782
Produit de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle	38	**483**	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		**(2 124)**	(1 877)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		**(4 223)**	869
Diminution de la trésorerie et de ses équivalents		**(276)**	(958)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents		**(68)**	(75)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de l'exercice		**3 016**	4 049
Trésorerie et équivalents à la clôture de l'exercice		**2 672**	3 016
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Intérêts payés		**941**	992
Impôt sur le résultat payé (reçu)		**557**	(161)

1) Inclut le produit d'assurance dommages matériels de 76 M$ lié à Syncrude.

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en millions de dollars)	Notes	Capital-actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Participation ne donnant pas le contrôle	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2015		19 466	633	1 265	—	17 675	39 039	1 446 013
Bénéfice net		—	—	—	11	434	445	—
Ajustement au titre des écarts de conversion		—	—	(258)	—	—	(258)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 5 $		—	—	—	—	(24)	(24)	—
Résultat global		—	—	(258)	11	410	163	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions		216	(84)	—	—	—	132	3 983
Émissions contre trésorerie, déduction faite de l'impôt de 26 $	26	2 808	—	—	—	—	2 808	82 225
Émissions dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited	7	3 154	—	—	1 172	—	4 326	98 814
Transactions sur capitaux propres en vue d'éliminer la participation ne donnant pas le contrôle dans Canadian Oil Sands Limited	7	1 298	—	—	(1 183)	(115)	—	36 879
Rémunération fondée sur des actions		—	39	—	—	—	39	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		—	—	—	—	(1 877)	(1 877)	—
31 décembre 2016		26 942	588	1 007	—	16 093	44 630	1 667 914
Résultat net		—	—	—	—	**4 458**	**4 458**	—
Ajustement au titre des écarts de conversion		—	—	**(198)**	—	—	**(198)**	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 19 $		—	—	—	—	**31**	**31**	—
Résultat global		—	—	**(198)**	—	**4 489**	**4 291**	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions		**297**	**(69)**	—	—	—	**228**	**6 223**
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	26	**(536)**	—	—	—	**(877)**	**(1 413)**	**(33 154)**
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	26	**(97)**	—	—	—	**(180)**	**(277)**	—
Rémunération fondée sur des actions		—	**48**	—	—	—	**48**	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		—	—	—	—	**(2 124)**	**(2 124)**	—
31 décembre 2017		**26 606**	**567**	**809**	—	**17 401**	**45 383**	**1 640 983**

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

1. ENTITÉ PRÉSENTANT L'INFORMATION FINANCIÈRE ET DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor comprennent notamment la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation de produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des partenariats.

L'adresse du siège social de la Société est la suivante : 150 – 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3.

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») et aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada figurant dans la partie I du *Manuel des Comptables professionnels agréés du Canada.*

Les méthodes comptables de Suncor sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur pour toutes les périodes visées par les présents états financiers consolidés, lesquels ont été approuvés par le conseil d'administration le 28 février 2018.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné à la note 3. Les méthodes comptables décrites à la note 3 ont été appliquées de la même façon pour toutes les périodes présentées dans les présents états financiers consolidés.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de la Société.

d) Recours à des estimations, à des hypothèses et à des jugements

Pour préparer en temps opportun des états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et formuler des jugements. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs, lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements significatifs utilisés dans la préparation des états financiers consolidés sont mentionnés à la note 4.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

a) Périmètre de consolidation

La Société consolide sa participation dans les entités qu'elle contrôle. Le contrôle s'entend du pouvoir de diriger les politiques financières et d'exploitation d'une entité afin de tirer des avantages de ses activités, et est affaire de jugement. Les transactions et les soldes intersociétés sont tous éliminés lors de l'établissement des états financiers consolidés. Certaines activités de la Société sont menées par l'intermédiaire d'entreprises communes, et les états financiers consolidés reflètent la consolidation proportionnelle de la quote-part revenant à la Société de l'actif, du passif, des produits des activités ordinaires et des charges des entreprises communes.

b) Partenariats

Un partenariat est une entreprise sur laquelle deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint établi aux termes d'un accord contractuel. Le contrôle conjoint n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités qui influent le plus sur les rendements de l'entité émettrice sont unanimes. Les partenariats sont classés soit comme une entreprise commune soit comme une coentreprise. Le classement des partenariats fait appel au jugement. Pour déterminer le classement de ses partenariats, la Société tient compte des droits et obligations contractuels de chacun des investisseurs et vérifie si la structure juridique du partenariat confère à l'entité des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs.

Lorsqu'une entité a des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs d'un partenariat, le partenariat est classé comme une entreprise commune et la quote-part des actifs, passifs, produits et charges revenant à l'entité est incluse dans les états financiers consolidés.

Lorsqu'une entité a des droits sur les actifs nets d'un partenariat, celui-ci est classé comme une coentreprise et comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, la participation de la Société est initialement comptabilisée au coût et, par la suite, ajustée pour tenir compte de la quote-part revenant à la Société du bénéfice ou de la perte de la coentreprise, diminution faite des distributions reçues.

c) Conversion des monnaies étrangères

La monnaie fonctionnelle des entités de la Société correspond à la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel l'entité exerce ses activités. Les transactions en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle appropriée à des taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie fonctionnelle appropriée aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les écarts de conversion sont comptabilisés en résultat net. Les actifs non monétaires qui sont évalués en monnaie étrangère au coût historique sont convertis au cours en vigueur à la date de la transaction.

Dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés de la Société, les états financiers de chaque entité sont convertis en dollars canadiens. Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les produits des activités ordinaires et les charges des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens à des taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction sous-jacente. Les écarts de conversion sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

Lorsque la Société ou une de ses entités procède à la sortie de la totalité de sa participation dans un établissement à l'étranger ou qu'il y a perte du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur un établissement à l'étranger, le montant cumulé des écarts de conversion relatifs à l'établissement à l'étranger est comptabilisé dans le résultat net.

d) Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires tirés de la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de produits achetés et de produits pétroliers raffinés sont constatés lorsque le titre de propriété est transféré au client et que le recouvrement est raisonnablement assuré. Les produits des activités ordinaires tirés des biens dans lesquels la Société détient une participation avec d'autres producteurs sont comptabilisés en fonction de sa participation directe nette. Quant aux opérations ne découlant pas de contrats de partage de la production (« CPP »), l'écart entre le pétrole brut et le gaz naturel vendus et la quote-part de la production revenant à la Société donne respectivement lieu à des enlèvements déficitaires ou excédentaires. Les enlèvements déficitaires sont inscrits dans les créances à la valeur de marché et entraînent une augmentation correspondante des produits des activités ordinaires, tandis que les enlèvements excédentaires sont inscrits dans les dettes à la valeur de marché et entraînent une diminution correspondante des produits des activités ordinaires. Les variations de la valeur des enlèvements déficitaires ou excédentaires sont comptabilisées dans les produits des activités ordinaires lorsque les barils sont réglés. Les produits des activités ordinaires tirés de la production de pétrole et de gaz naturel sont constatés après déduction des charges liées aux redevances.

Les résultats des activités internationales menées en vertu des CPP sont comptabilisés dans les états financiers consolidés en fonction de la participation directe de la Société. Chaque CPP établit les coûts de prospection et de mise en valeur et les charges d'exploitation devant être financés par la Société, de même que les conditions précises selon lesquelles la Société peut, d'une part, récupérer de tels coûts et, d'autre part, participer aux bénéfices tirés de la production. La récupération des coûts pétroliers se limite normalement à un pourcentage donné de la production de chaque exercice (« 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 la Société et le gouvernement concerné. Dans l'hypothèse où une récupération est raisonnablement sûre, la quote-part revenant à la Société du pétrole permettant de récupérer les coûts et du pétrole excédentaire est comptabilisée dans les produits des activités ordinaires lorsque la vente d'un produit à un tiers a lieu. Les produits des activités ordinaires comprennent également l'impôt sur le résultat payé au nom de la Société par ses coentrepreneurs gouvernementaux.

e) Trésorerie et équivalents

La trésorerie et ses équivalents sont essentiellement constitués des sommes déposées dans les banques, de dépôts à terme, de certificats de dépôt et de tous les autres placements hautement liquides au moment de l'achat.

f) Stocks

Les stocks de pétrole brut et de produits raffinés, autres que les stocks détenus aux fins de négociation, sont évalués au plus faible du coût, établi selon la méthode du premier entré, premier sorti, et de la valeur nette de réalisation. Le coût comprend

les dépenses engagées pour amener un article ou un produit à son état et à son emplacement actuels. Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants.

Les stocks détenus aux fins de négociation dans les activités de négociation de l'énergie de la Société sont comptabilisés à la juste valeur diminuée des coûts de sortie, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans les autres produits.

g) Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs et les passifs sont classés comme étant détenus en vue de la vente si on s'attend à ce que leurs valeurs comptables soient recouvrées dans le cadre d'une transaction de vente plutôt que par l'utilisation continue. Les actifs ou groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. Les pertes de valeur au classement initial de même que les écarts de réévaluation ultérieurs sont comptabilisés dans la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur. Lorsqu'un actif ou un groupe destiné à la vente est cédé, les profits ou les pertes sur la vente sont comptabilisés dans le profit à la cession d'actifs. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente ne sont pas amortis.

h) Actifs de prospection et d'évaluation

Les frais liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers non productifs ou de permis d'exploration, de forage de puits d'exploration et les coûts liés à l'évaluation du potentiel commercial des ressources sous-jacentes, y compris les coûts d'emprunt, sont initialement incorporés dans le coût des actifs de prospection et d'évaluation. Certains frais de prospection, y compris les frais liés aux études géologiques, géophysiques et sismiques et à la délimitation des biens d'exploitation de sables pétrolifères, sont imputés aux frais de prospection dès qu'ils sont engagés.

Les actifs de prospection et d'évaluation font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer l'intention de mettre en valeur et d'extraire les ressources sous-jacentes. Si une zone ou un puits d'exploration n'est plus considéré comme commercialement viable, les coûts connexes incorporés à l'actif sont imputés aux frais de prospection.

Lorsque la direction établit avec une certitude raisonnable qu'un actif de prospection et d'évaluation sera mis en valeur, comme le démontrent le classement des réserves prouvées et probables et les autorisations internes et externes appropriées, l'actif est viré aux immobilisations corporelles.

i) Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont initialement comptabilisées au coût.

Les coûts liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers mis en valeur ou productifs et à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, y compris les frais liés à la réalisation d'études géologiques et géophysiques et au forage de puits de mise en valeur, de même que les coûts liés à la construction et à l'installation d'infrastructures de mise en valeur, comme le matériel de tête de puits, les plateformes de puits, les puits jumelés, les plateformes extracôtières et les structures sous-marines, sont incorporés à l'actif à titre de biens pétroliers et gaziers dans les immobilisations corporelles.

Les coûts liés à la construction, à l'installation et à la mise en service, ou à l'acquisition de matériel de production de pétrole et de gaz naturel, notamment les usines de valorisation des sables pétrolifères, les usines d'extraction, le matériel minier, les installations de traitement, les centrales électriques, les centrales de services publics et tous les actifs liés à l'énergie renouvelable, au raffinage et à la commercialisation, sont incorporés à l'actif à titre d'immobilisations corporelles.

Le coût des opérations de découverture requises pour accéder aux ressources de sables pétrolifères engagé au stade initial de la mise en valeur est incorporé à l'actif à titre de coût de construction de la mine. Les frais de découverture engagés au stade de la production sont passés en charges puisqu'ils se rapportent normalement à la production de la période.

Le coût des inspections, révisions et activités de maintenance majeures planifiées visant à maintenir en état des immobilisations corporelles et à favoriser les activités d'exploitation des exercices futurs est incorporé à l'actif. Les travaux de maintenance planifiés périodiques qui sont effectués à des intervalles plus rapprochés sont comptabilisés dans les charges d'exploitation. Les remplacements qui n'ont pas lieu dans le cadre d'une inspection, d'une révision ou d'activités de maintenance majeures sont incorporés à l'actif s'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés par la Société, et la valeur comptable de la composante remplacée est décomptabilisée.

Les contrats de location ayant pour effet de transférer à la Société la presque totalité des avantages et des risques de propriété sont inscrits à titre de contrats de location-financement dans les immobilisations corporelles. Les coûts liés à tous les autres contrats de location sont comptabilisés dans les charges d'exploitation dès qu'ils sont engagés.

Les coûts d'emprunt se rapportant aux actifs dont la construction nécessite un délai important sont incorporés dans le coût de l'actif. Les coûts d'emprunt cessent d'être incorporés dans le coût de l'actif lorsque celui-ci se trouve à l'endroit et dans l'état appropriés pour être exploité de la manière prévue, et leur incorporation est suspendue lorsque la construction d'un actif est interrompue pour une période prolongée.

j) Amortissement et déplétion

Les actifs de prospection et d'évaluation ne sont pas assujettis à l'amortissement, y compris pour déplétion. Une fois que les coûts de ces actifs ont été virés aux immobilisations corporelles à titre de biens pétroliers et gaziers et que la production commerciale a commencé, ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur, exception faite des frais de prospection et d'évaluation associés aux mines de sables pétrolifères, qui sont amortis selon le mode linéaire sur la durée de vie de la mine, et des coûts liés à l'acquisition de biens, lesquels sont amortis sur les réserves prouvées.

Les dépenses en immobilisations ne sont pas amorties, et ce, tant que les immobilisations ne sont pas pratiquement achevées et prêtes pour leur utilisation prévue.

Les coûts liés à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, exception faite de certains actifs d'exploitation de sables pétrolifères, y compris les coûts liés aux infrastructures spéciales, comme les plateformes de puits et le matériel de tête de puits, sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur. Une partie de ces coûts peut ne pas être amortie si elle se rapporte à des réserves non mises en valeur. Les coûts liés aux installations extracôtières sont amortis sur les réserves prouvées et probables. Les coûts liés à la mise en valeur et à la construction de mines de sables pétrolifères sont amortis selon le mode linéaire sur la durée de vie de la mine.

Les principales composantes des immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité prévue.

Usines de valorisation des sables pétrolifères, usines d'extraction et installations minières	20 à 40 ans
Matériel d'extraction de sables pétrolifères	5 à 15 ans
Installations de traitement des sables pétrolifères *in situ*	30 ans
Centrales électriques et centrales de services publics	30 à 40 ans
Usines de raffinage et autres installations de traitement	20 à 40 ans
Actifs de commercialisation et autres actifs de distribution	10 à 40 ans

Les coûts liés aux inspections, aux révisions et aux activités de maintenance majeures qui sont incorporés dans le coût de l'actif sont amortis selon le mode linéaire sur la période comprise entre le moment où ont lieu ces activités et le moment où elles auront lieu de nouveau, qui varie de deux à cinq ans.

Les taux d'amortissement et de déplétion sont revus une fois par année, ou lorsque des événements ou des situations influent sur les coûts incorporés à l'actif, les réserves ou la durée de vie estimative.

k) Goodwill et autres immobilisations incorporelles

La Société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition. L'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs nets identifiables représente le goodwill et est attribué aux unités génératrices de trésorerie (« UGT ») ou groupes d'UGT qui devraient bénéficier du regroupement d'entreprises.

Les autres immobilisations incorporelles comprennent les listes de clients et la valeur de la marque.

Le goodwill et la valeur de la marque ont une durée d'utilité indéterminée et ne sont pas assujettis à l'amortissement. Les listes de clients sont amorties sur leur durée d'utilité prévue, soit de cinq à dix ans. La durée d'utilité prévue des autres immobilisations incorporelles fait l'objet d'une révision annuelle.

l) Dépréciation d'actifs

Actifs non financiers

Les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation sont examinés chaque trimestre pour vérifier s'il existe des signes de dépréciation. Le goodwill et les immobilisations incorporelles qui ont une durée de vie utile indéterminée sont soumis à un test de dépréciation une fois l'an. Les actifs de prospection et d'évaluation sont également soumis à un test de dépréciation immédiatement avant d'être virés aux immobilisations corporelles.

Si des indications de dépréciation existent, le montant recouvrable de l'actif est estimé au montant le plus élevé entre la juste valeur diminuée des coûts de sortie et la valeur d'utilité. La juste valeur diminuée des coûts de sortie est établie compte tenu des transactions récentes sur le marché, si ces données sont disponibles, sans quoi un modèle d'évaluation approprié est utilisé. La valeur d'utilité est évaluée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus de l'actif concerné. Si l'actif ne génère pas de rentrées de trésorerie largement indépendantes de celles générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs, le test porte sur l'UGT, soit le plus petit groupe d'actifs identifiable générant des rentrées de trésorerie largement indépendantes de celles provenant des autres actifs ou groupes d'actifs, auquel l'actif appartient. Une perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT sur sa valeur recouvrable.

Pour tous les actifs individuels et les UGT autres que le goodwill, les pertes de valeur peuvent être reprises si des changements ont été apportés aux estimations et jugements ayant servi à déterminer le montant recouvrable de l'actif. Dans ce cas, la valeur comptable de l'UGT ou de l'actif est augmentée à sa valeur recouvrable révisée, laquelle ne peut excéder la valeur comptable qui aurait été établie, après déduction de dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, si aucune perte de valeur n'a été constatée.

Les pertes de valeur et reprises de pertes de valeur sont comptabilisées au poste « Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur ».

Actifs financiers

À chaque date de clôture, la Société évalue s'il existe une indication de dépréciation des actifs financiers comptabilisés au coût amorti. Si un actif financier comptabilisé au coût amorti a subi une perte de valeur, la perte de valeur est comptabilisée au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ».

m) Provision

La Société constitue une provision lorsqu'elle a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

Une provision est constatée au titre des obligations liées au démantèlement et à la remise en état des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles de la Société. La provision relative aux obligations de démantèlement et de remise en état est évaluée à la valeur actualisée de la meilleure estimation de la direction des flux de trésorerie futurs requis pour régler l'obligation actuelle, au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit. La valeur de l'obligation est ajoutée à la valeur comptable de l'actif et amortie sur sa durée d'utilité. La provision est augmentée au fil du temps par l'imputation de montants au poste « Charges financières », les charges réelles étant imputées à l'obligation cumulée. Les ajustements aux flux de trésorerie futurs estimés par suite de révisions de l'estimation du montant ou du moment de la sortie des flux de trésorerie non actualisés sont comptabilisés à titre de variation de la provision pour démantèlement et remise en état et des actifs connexes.

n) Impôt sur le résultat

La Société utilise la méthode du report variable pour la comptabilisation de l'impôt sur le résultat. Selon cette méthode, l'impôt différé est comptabilisé pour tenir compte de l'incidence des écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs ou des passifs. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués au moyen des taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture qui devraient s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les différences temporaires devraient être recouvrées ou réglées. Les variations de ces soldes sont constatées dans le résultat net ou les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle elles se produisent. Les crédits d'impôt à l'investissement sont portés en diminution des dépenses connexes.

La Société comptabilise l'incidence sur les états financiers d'une position fiscale lorsqu'il est probable, compte tenu de ses mérites techniques, que la position sera confirmée à l'issue de l'audit. La Société évalue toutes les issues possibles et leurs probabilités d'occurrence. Lorsque la Société détermine qu'il est probable qu'elle devra verser un paiement, elle évalue sa charge d'impôt selon sa meilleure estimation du montant d'impôt à payer.

o) Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

La Société offre des régimes de retraite à prestations définies, des régimes de retraite à cotisations définies et des avantages complémentaires de retraite.

Les coûts des prestations de retraite gagnées par les employés dans le cadre du régime à cotisations définies sont comptabilisés en charges dès qu'ils sont engagés. Le coût des régimes à prestations définies et des avantages complémentaires de retraite est établi par calcul actuariel au moyen de la méthode des unités de crédit projetées, en

fonction des salaires actuels et des hypothèses économiques et démographiques les plus probables de la direction. Les prestations de retraite admissibles au cours de l'exercice sont inscrites au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ». La charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée est comptabilisée dans les charges financières. Les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et virés directement aux résultats non distribués.

Le passif comptabilisé à l'état de la situation financière correspond à la valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies, déduction faite de la juste valeur des actifs du régime.

p) Régimes de rémunération fondée sur des actions

Aux termes des régimes de rémunération fondée sur des actions de la Société, une rémunération fondée sur des actions peut être attribuée aux cadres, aux salariés et aux administrateurs non salariés. La rémunération fondée sur des actions est comptabilisée au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ».

La rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en trésorerie ou peuvent être réglés en trésorerie ou en actions est comptabilisée comme si elle avait été attribuée dans le cadre de régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Elle est évaluée à la juste valeur à chaque date de clôture au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes. Cette charge est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits, un ajustement correspondant étant inscrit au passif. Lorsque les options sur actions sont rachetées contre trésorerie, les paiements réglés en trésorerie réduisent le passif correspondant. Lorsque les options sur actions sont exercées en échange d'actions ordinaires, la contrepartie payée par le porteur et le passif précédemment comptabilisé relativement aux options sont inscrits dans le capital-actions.

Les options sur actions qui confèrent à leur porteur le droit d'acheter des actions ordinaires sont comptabilisées comme si elles avaient été attribuées dans le cadre de régimes dont les paiements sont réglés en actions. La charge est fondée sur la juste valeur des options au moment de l'attribution, établie au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes, et est comptabilisée sur les périodes d'acquisition des droits aux options respectives. Une hausse correspondante est inscrite au surplus d'apport. La contrepartie versée à la Société à l'exercice des options est portée en diminution du capital-actions, et le montant correspondant inscrit au surplus d'apport est reclassé dans le capital-actions.

q) Instruments financiers

La Société classe ses instruments financiers dans l'une des catégories suivantes : comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, actifs disponibles à la vente, détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances et passifs financiers évalués au coût amorti. Tous les instruments financiers sont comptabilisés initialement à la juste valeur à l'état de la situation financière, déduction faite des coûts de transactions, le cas échéant, sauf dans le cas des instruments financiers comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, pour lesquels les coûts de transactions sont passés en charges dès qu'ils sont engagés. Par la suite, l'évaluation des instruments financiers dépend de leur classement. La Société classe les instruments financiers dérivés dans les instruments comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, la trésorerie et les équivalents ainsi que les créances dans les prêts et créances, et les dettes et charges à payer, la dette et les autres passifs non courants dans les autres passifs financiers.

Dans les situations où la Société consolide une filiale qui compte d'autres propriétaires détenant une autre participation ne donnant pas le contrôle et que la filiale a une obligation non discrétionnaire de distribuer, aux propriétaires sans contrôle, un montant en trésorerie calculé selon une formule préétablie, la participation ne donnant pas le contrôle est classée dans les passifs financiers plutôt que dans les capitaux propres, conformément à IAS 32 *Instruments financiers : Présentation*. Le passif au titre de la participation ne donnant pas le contrôle est classé en tant que passif au coût amorti et est présenté dans les autres passifs non courants. Le solde est augmenté pour tenir compte de la charge d'intérêts de la période considérée, selon la méthode des intérêts effectifs, et est diminué pour tenir compte des distributions versées aux actionnaires ne détenant pas le contrôle.

Dans le cadre de son programme global de gestion des risques, la Société a recours à des instruments financiers dérivés, tels que des contrats physiques ou financiers, à des fins de gestion de l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, des prix des marchandises et des taux de change. L'incidence sur le résultat net des dérivés utilisés pour gérer un risque donné est constatée dans les autres produits du secteur visé. Les profits et les pertes découlant des activités de négociation sont constatés dans les autres produits du secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

Lorsqu'ils sont utilisés aux fins de transaction, certains contrats de marchandises physiques sont considérés comme des instruments financiers dérivés aux fins comptables. Les contrats de marchandises physiques conclus pour la réception ou la livraison selon les contraintes auxquelles la Société s'attend en matière d'achat, de vente ou d'utilisation ne sont pas considérés comme des instruments financiers dérivés.

Les dérivés incorporés dans d'autres instruments financiers ou d'autres contrats hôtes sont comptabilisés comme des dérivés distincts lorsque les risques et les caractéristiques qui s'y rapportent ne sont pas étroitement liés à ceux du contrat hôte.

r) Activités de couverture

La Société peut appliquer la comptabilité de couverture aux contrats qui sont admissibles à la comptabilité de couverture. À la naissance d'une relation de couverture, la Société prépare la documentation nécessaire pour satisfaire aux conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture. Les instruments désignés comme couvertures sont évalués à chaque date de clôture afin d'établir si la relation entre le dérivé et l'élément couvert est toujours efficace et de quantifier toute inefficacité dans la relation.

Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de juste valeur, les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé et de la juste valeur de l'élément couvert sous-jacent sont portées au résultat net. Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de flux de trésorerie, la partie efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés est d'abord comptabilisée dans les autres éléments du résultat global puis passée en résultat net lorsque l'élément couvert est réalisé. La partie inefficace des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie est aussitôt comptabilisée en résultat net. Les variations de la juste valeur des dérivés désignés comme élément d'une couverture de juste valeur ou de flux de trésorerie sont constatées au même poste que l'élément couvert sous-jacent.

s) Capital-actions

Les actions ordinaires sont classées dans les capitaux propres. Les coûts marginaux directement attribuables à l'émission d'actions ordinaires sont comptabilisés en diminution des capitaux propres, déduction faite des incidences fiscales. Lorsque la Société rachète ses propres actions ordinaires, la valeur comptable moyenne des actions rachetées est portée en diminution du capital-actions. L'excédent du coût d'acquisition sur la valeur comptable moyenne est comptabilisé en tant que diminution des résultats non distribués. Les actions sont annulées au rachat.

t) Distributions de dividendes

Les dividendes versés sur les actions ordinaires sont comptabilisés dans la période au cours de laquelle les dividendes sont déclarés par le conseil d'administration de la Société.

u) Résultat par action

Le résultat de base par action est obtenu en divisant le résultat net de la période par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Le résultat dilué par action est calculé en ajustant le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour tenir compte des actions ordinaires liées aux régimes de rémunération fondée sur des actions de la Société ayant un effet dilutif. Le nombre d'actions est calculé au moyen de la méthode du rachat d'actions. Les options comportant une composante de droits à la plus-value ou une option de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes réglés en trésorerie. Comme ces attributions peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat net dilué par action de la Société si, pour la période, elles ont un effet dilutif.

v) Obligations au titre des émissions

Les obligations au titre des émissions sont évaluées au coût moyen pondéré par unité des émissions qui devraient avoir lieu au cours de la période de conformité et sont comptabilisées dans la période au cours de laquelle les émissions ont lieu.

Les achats de droits d'émission sont comptabilisés au poste « Autres actifs » à l'état de la situation financière et évalués au coût historique. Les droits d'émission obtenus par voie de subvention sont comptabilisés au montant nominal.

4. PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES ET JUGEMENTS IMPORTANTS

Pour préparer des états financiers conformément aux IFRS, la direction doit faire des estimations et poser des jugements qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les éventualités. Ces estimations et jugements peuvent changer selon les résultats et de

nouvelles informations disponibles. Les composantes des états financiers qui exigent l'établissement d'estimations et de jugements importants sont les suivantes :

Réserves de pétrole et de gaz

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les pertes de valeur ainsi que les charges de démantèlement et de remise en état sont en partie évaluées d'après les réserves estimatives de pétrole et de gaz de la Société. L'estimation des réserves est un processus intrinsèquement complexe qui repose sur l'exercice d'un jugement professionnel. Toutes les réserves ont été évaluées en date du 31 décembre 2017 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les estimations des réserves de pétrole et de gaz sont fondées sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, les projections des prix des marchandises, les données techniques et le montant et le calendrier des futures dépenses, qui sont tous soumis à des incertitudes. Ces estimations tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2017, lesquelles pourraient être considérablement différentes à d'autres moments de l'exercice ou de périodes ultérieures. L'évolution de la conjoncture et de la réglementation ainsi que celle des hypothèses peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes.

Activités pétrolières et gazières

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

Frais de prospection et d'évaluation

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

Détermination des unités génératrices de trésorerie (« UGT »)

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

Dépréciation d'actifs et reprises

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

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

Coûts liés au démantèlement et à la remise en état

La Société constate des passifs liés au démantèlement et à la remise en état des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles. La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence et l'étendue des obligations de la Société en matière de démantèlement et de remise en état, ainsi que la méthode prévue pour la remise en état, à la fin de

chaque période. La direction exerce également son jugement afin de déterminer si la nature des activités exercées est liée aux activités de démantèlement et de remise en état ou à ses activités d'exploitation normales.

De plus, ces provisions sont fondées sur les coûts estimatifs, compte tenu de la méthode prévue de la remise en état et de l'ampleur des travaux, des progrès techniques, de l'utilisation éventuelle des lieux, ainsi que des projets et processus de remise en état et l'installation de traitement des eaux. Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modifications des lois et règlements pertinents relatifs à l'utilisation de certaines technologies, de l'émergence d'une nouvelle technologie et de l'évolution de l'expérience d'exploitation, des prix et des projets de fermeture. Le calendrier estimatif du démantèlement et de la remise en état futurs peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie de la réserve. Les changements d'estimations des coûts futurs attendus, des taux d'actualisation et du moment du démantèlement ainsi que les changements d'hypothèses sur l'inflation peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Avantages sociaux futurs

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

Autres provisions

La détermination des autres provisions, y compris, mais sans s'y limiter, les provisions relatives aux litiges en matière de redevances, à des contrats déficitaires, à des litiges et à des obligations implicites, est un processus complexe qui nécessite que la direction pose des jugements au sujet des résultats des événements futurs, de l'interprétation des lois et règlements, des calendriers et des montants de flux de trésorerie futurs prévus et des taux d'actualisation.

Impôt sur le résultat

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

Impôt sur le résultat différé

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

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

Juste valeur des instruments financiers

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

Monnaie fonctionnelle

La détermination de la monnaie fonctionnelle de la Société et de chacune de ses filiales relève du jugement de la direction, qui se fonde sur la composition des produits des activités ordinaires et des coûts sur les territoires où la Société exerce ses activités.

Juste valeur de la rémunération fondée sur des actions

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

5. PRISES DE POSITION RÉCENTES EN COMPTABILITÉ

Les normes, modifications et interprétations publiées mais qui ne sont pas encore en vigueur à la date d'autorisation des états financiers consolidés de la Société et qui peuvent avoir une incidence sur les informations à fournir et sur la situation financière de la Société sont présentées ci-dessous. La Société a l'intention d'adopter ces normes, modifications et interprétations, au moment de leur entrée en vigueur.

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15 *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*. La norme remplace les directives existantes sur la constatation des produits et établit un modèle unique en cinq étapes fondé sur des principes, applicable à tous les contrats conclus avec des clients. La Société adoptera cette norme rétrospectivement au 1er janvier 2018. L'adoption de cette norme donnera lieu à un changement dans la présentation des produits d'exploitation, déduction faite des redevances; des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux; et des frais de transport. Il n'y aura toutefois pas d'incidence sur le résultat net consolidé de la Société. Des informations supplémentaires devront aussi être fournies par voie de notes.

Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a publié la version complète d'IFRS 9 *Instruments financiers*, laquelle comprend les exigences préalablement publiées au sujet du classement et de l'évaluation des actifs et des passifs financiers, ainsi que des modifications supplémentaires qui établissent un nouveau modèle de dépréciation fondé sur les pertes attendues pour les actifs financiers, y compris les pertes de crédit. La Société adoptera cette norme de manière rétrospective au 1er janvier 2018. IFRS 9 remplacera les multiples modèles existants de classement et d'évaluation des actifs financiers selon IAS 39 *Instruments financiers*; la base d'évaluation des actifs financiers déterminera leur classement – au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Par conséquent, l'adoption de cette norme entraînera un reclassement des actifs financiers actuellement comptabilisés dans les prêts et créances dans les actifs financiers au coût amorti. Il n'y aura toutefois pas d'incidence sur l'évaluation de ces actifs financiers. Il n'y aura aucune incidence sur le classement ou l'évaluation des passifs financiers de la Société. Par conséquent, l'adoption de cette norme n'aura aucune incidence sur le résultat net consolidé de la Société.

Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16 *Contrats de location,* qui remplace la norme existante en matière de comptabilisation des contrats de location (IAS 17 *Contrats de location*) et exige la comptabilisation de la plupart des contrats de location à l'état de la situation financière. IFRS 16 élimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail, en prévoyant des exemptions pour les contrats de location à court terme ayant une échéance d'au plus 12 mois ainsi que pour les contrats de location visant des éléments ayant peu de valeur. Le traitement comptable pour les prêteurs demeure inchangé pour l'essentiel, de même que l'obligation de classer les contrats de location soit comme contrats de location-financement soit comme contrats de location simple. La Société adoptera IFRS 16 à la date d'entrée en vigueur, le 1er janvier 2019, et elle a choisi l'approche de transition rétrospective modifiée. Suncor a aussi choisi d'appliquer les exemptions facultatives visant les contrats de location à court terme et de faible valeur. L'adoption d'IFRS 16 devrait se traduire par une augmentation significative des actifs et passifs, une augmentation de la dotation aux

amortissements et à la provision pour déplétion, une augmentation des charges financières et une réduction des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de la Société. Les paiements en trésorerie liés aux contrats de location simple sont actuellement présentés dans les activités d'exploitation; en vertu d'IFRS 16, les flux de trésorerie seront répartis entre les activités de financement, en ce qui concerne le remboursement du passif au titre du capital, et les activités d'exploitation, en ce qui concerne les charges financières. L'incidence globale sur les flux de trésorerie ne change pas. La Société a constitué une équipe de transition pour évaluer l'incidence d'IFRS 16 et pour apporter les modifications nécessaires aux systèmes comptables ainsi qu'aux processus d'affaires et aux contrôles internes. L'équipe de transition s'affaire actuellement à examiner et classer les contrats de la Société ainsi qu'à mettre en œuvre les changements apportés aux systèmes informatiques; il est cependant trop tôt pour évaluer les répercussions.

Paiements fondés sur des actions

En juin 2016, l'IASB a publié les modifications définitives apportées à IFRS 2 *Paiement fondé sur des actions*, qui précisent la façon de classer et d'évaluer les transactions dont le paiement est fondé sur des actions. Ces modifications portent notamment sur l'effet des conditions d'acquisition des droits et des conditions accessoires à l'acquisition des droits sur l'évaluation des paiements fondés sur des actions qui sont réglés en trésorerie, sur les transactions dont le paiement est fondé sur des actions et qui comportent des modalités de règlement net pour satisfaire aux obligations relatives à la retenue d'impôt à la source et sur la modification des termes et conditions qui a pour effet qu'une transaction dont le paiement est fondé sur des actions et qui est réglée en trésorerie est reclassée comme étant réglée en instruments de capitaux propres. Les modifications s'appliquent prospectivement aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018. Une application anticipée est permise. L'adoption de cette norme n'aura aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

Incertitude relative aux traitements fiscaux

En juin 2017, l'IASB a publié l'IFRIC 23 *Incertitude relative aux traitements fiscaux*. Cette interprétation clarifie la comptabilité des actifs et passifs d'impôt exigible et différé lorsqu'il existe une incertitude quant aux traitements fiscaux du résultat. En vertu de l'interprétation, une entité doit déterminer s'il est probable qu'un traitement fiscal incertain sera accepté par l'administration fiscale. Si elle détermine que ce n'est pas probable, l'entité doit, en vertu de l'interprétation, utiliser le montant le plus probable ou la valeur prévue. Les modifications doivent être appliquées de manière rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. L'adoption de cette modification n'aura pas d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

6. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs opérationnels de la Société sont présentés en fonction de la nature de leurs produits et de leurs services et de la responsabilité de la direction. Les activités d'exploitation de chacun des secteurs sont résumées ci-dessous :

- Le secteur Sables pétrolifères regroupe les activités de la Société liées aux sables pétrolifères de l'Athabasca en Alberta visant à produire du pétrole brut synthétique et des produits connexes, grâce à la récupération et à la valorisation du bitume provenant d'installations minières et *in situ*. Ce secteur comprend aussi la participation conjointe de la Société dans le projet minier Fort Hills, le partenariat dans les installations de mélange et de stockage de bitume du Parc de stockage Est ainsi que sa participation dans l'entreprise commune d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères Syncrude, située près de Fort McMurray, en Alberta. Les secteurs opérationnels relatifs aux activités minières, aux activités *in situ*, à Fort Hills et à Syncrude ont été regroupés en un seul secteur à présenter (Sables pétrolifères), en raison de la similitude des activités, y compris la production de bitume, et de la zone géographique et du contexte réglementaire unique où elles sont exercées.
- Le secteur Exploration et production regroupe les activités extracôtières sur la côte Est du Canada qui comprennent les participations dans les champs pétrolifères Hibernia, Terra Nova, White Rose et Hebron, les activités de prospection et de production de pétrole brut et de gaz naturel des zones de mise en valeur de Buzzard et de Golden Eagle, au Royaume-Uni (R.-U.), en Norvège, en Libye ainsi qu'en Syrie, et les activités de prospection et de production de gaz naturel et de liquides de gaz naturel dans l'Ouest canadien. En raison de l'agitation politique en Syrie, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et les activités de Suncor en Syrie ont été interrompues indéfiniment. Même si la situation politique s'est améliorée en Libye, la production demeure partiellement interrompue, et la date d'un retour aux activités normales demeure incertaine.
- Le secteur Raffinage et commercialisation regroupe les activités de raffinage de produits tirés du pétrole brut et les activités de distribution et de commercialisation de ces produits et d'autres produits achetés par l'intermédiaire de

stations-service situées au Canada et aux États-Unis (É.-U.), ainsi qu'une usine de lubrifiants préalablement détenue dans l'Est canadien qui a été vendue le 1er février 2017 (note 36).

La Société comptabilise dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations les activités qui ne peuvent pas être directement attribuées à un secteur opérationnel donné. Ce secteur comprend les participations dans des projets d'énergie renouvelable.

Les ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et portées, pour la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert. Les soldes intersectoriels sont éliminés à la consolidation. Les profits intersectoriels ne sont pas comptabilisés jusqu'à ce que le produit auquel ils se rapportent soit vendu aux tiers.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	**2017**	2016	**2017**	2016	**2017**	2016	**2017**	2016
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	**9 586**	7 229	**3 487**	2 329	**19 871**	17 459	**38**	55	**32 982**	27 072
Produits intersectoriels	**3 551**	2 293	**—**	115	**92**	108	**(3 643)**	(2 516)	**—**	—
Moins les redevances	**(355)**	(52)	**(576)**	(213)	**—**	—	**—**	—	**(931)**	(265)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	**12 782**	9 470	**2 911**	2 231	**19 963**	17 567	**(3 605)**	(2 461)	**32 051**	26 807
Autres produits (pertes)	**86**	26	**(14)**	45	**73**	16	**(20)**	74	**125**	161
	12 868	9 496	**2 897**	2 276	**20 036**	17 583	**(3 625)**	(2 387)	**32 176**	26 968
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	**623**	548	**—**	—	**14 011**	11 754	**(3 513)**	(2 425)	**11 121**	9 877
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	**6 257**	5 777	**422**	483	**2 007**	2 203	**559**	687	**9 245**	9 150
Transport	**690**	666	**86**	86	**312**	366	**(51)**	(46)	**1 037**	1 072
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**3 782**	3 864	**1 028**	1 381	**685**	702	**106**	170	**5 601**	6 117
Prospection	**15**	30	**89**	259	**—**	—	**—**	—	**104**	289
Profit à la cession d'actifs	**(50)**	(33)	**—**	—	**(455)**	(35)	**(97)**	—	**(602)**	(68)
Charges financières (produits de financement)	**180**	234	**36**	82	**15**	10	**(477)**	119	**(246)**	445
	11 497	11 086	**1 661**	2 291	**16 575**	15 000	**(3 473)**	(1 495)	**26 260**	26 882
Bénéfice (perte) avant impôt	**1 371**	(1 590)	**1 236**	(15)	**3 461**	2 583	**(152)**	(892)	**5 916**	86
Charge (produit) d'impôt sur le résultat										
Exigible	**192**	(363)	**617**	301	**941**	681	**(541)**	(466)	**1 209**	153
Différé	**170**	(78)	**(113)**	(506)	**(138)**	12	**330**	60	**249**	(512)
	362	(441)	**504**	(205)	**803**	693	**(211)**	(406)	**1 458**	(359)
Bénéfice (perte) net	**1 009**	(1 149)	**732**	190	**2 658**	1 890	**59**	(486)	**4 458**	445
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	**5 059**	4 724	**824**	1 139	**634**	685	**34**	34	**6 551**	6 582

Informations géographiques

Produits d'exploitation, déduction faite des redevances

(en millions de dollars)	2017	2016
Canada	**25 629**	21 555
États-Unis	**4 252**	3 695
Autres pays	**2 170**	1 557
	32 051	26 807

Actifs non courants[1)]

(en millions de dollars)	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Canada	**76 091**	73 704
États-Unis	**1 712**	1 509
Autres pays	**2 014**	2 407
	79 817	77 620

1) Exclut les actifs d'impôt différé.

7. ACQUISITION DE CANADIAN OIL SANDS LIMITED (« COS »)

Le 5 février 2016, Suncor a obtenu le contrôle de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») en faisant l'acquisition de 73 % des actions ordinaires en circulation de COS, en contrepartie de 0,28 action de Suncor par action de COS déposée. L'acquisition a donné lieu à l'émission de 98,9 millions d'actions ordinaires de Suncor, qui avaient une juste valeur de 31,88 $ chacune selon le cours de clôture à la Bourse de Toronto (« TSX ») à la date d'acquisition.

COS détenait une participation de 36,74 % dans le partenariat Syncrude. Suncor a fait l'acquisition de COS afin de tirer parti des synergies d'exploitation et des économies d'échelle attendues du regroupement des participations que les deux sociétés détiennent dans Syncrude.

Contrepartie de l'achat

Nombre d'actions ordinaires de COS déposées (en millions)	353.3
Multiplié par le ratio d'échange des actions	0.28
Nombre d'actions ordinaires de Suncor émises (en millions)	98.9
Cours de l'action à la date d'acquisition	31,88 $
Juste valeur de la contrepartie (en millions de dollars)	**3 154**

Le 22 février 2016 et le 21 mars 2016, Suncor a acquis les 131,3 millions d'actions en circulation restantes de COS selon les mêmes conditions que celles de l'acquisition initiale, ce qui a donné lieu à l'émission de 36,7 millions d'actions ordinaires supplémentaires de Suncor, pour un prix d'acquisition total de 4,452 G$. Les justes valeurs estimatives des actifs nets acquis n'ont pas été ajustées pour tenir compte de la variation du cours de l'action de Suncor aux dates des transactions subséquentes.

Répartition du prix d'achat

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition, par laquelle les actifs nets acquis et les passifs repris sont constatés à la juste valeur, exception faite de l'obligation au titre des avantages sociaux futurs, laquelle correspond à la valeur actuelle de l'obligation nette. La répartition du prix d'achat était fondée sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs et passifs de COS au 5 février 2016.

(en millions de dollars)	
Trésorerie	109
Créances	231
Stocks	135
Autres actifs	105
Immobilisations corporelles	9 476
Prospection et évaluation	602
Total des actifs acquis	**10 658**
Dettes et charges à payer	(375)
Dette à long terme	(2 639)
Avantages sociaux futurs	(323)
Provision pour démantèlement	(1 169)
Impôt différé	(1 826)
Total des passifs pris en charge	**(6 332)**
Actifs nets de COS	**4 326**
Participation ne donnant pas le contrôle	(1 172)
Actifs nets acquis	**3 154**

La juste valeur de la trésorerie, des créances et des autres actifs courants, ainsi que des dettes et charges à payer se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments. La juste valeur des stocks de brut et de la dette à long terme est établie au moyen des prix cotés et des taux obtenus auprès des sources de fixation de prix disponibles. La juste valeur des stocks de matières et de fournitures se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur taux de rotation à court terme. La juste valeur des immobilisations corporelles et de la provision pour démantèlement a été établie selon la méthode des flux de trésorerie futurs attendus. Les principales hypothèses utilisées aux fins des calculs sont les taux d'actualisation, les prix des marchandises futurs, le calendrier des activités de mise en valeur, les projections concernant les réserves de pétrole, ainsi que l'estimation des coûts d'abandon et de remise en état de la mine et des installations.

Le tableau suivant présente la juste valeur de la dette de COS acquise par Suncor.

(en millions de dollars)	5 février 2016
Emprunts à échéance fixe, remboursables au gré de la Société	
Billets à 7,75 %, échéant en 2019 (500 $ US)	755
Billets à 7,90 %, échéant en 2021 (250 $ US)	389
Billets à 4,50 %, échéant en 2022 (400 $ US)	515
Billets à 8,20 %, échéant en 2027 (74 $ US)	114
Billets à 6,00 %, échéant en 2042 (300 $ US)	316
Total des billets	2 089
Facilité de crédit	550
Total de la dette à long terme	**2 639**

Au cours du deuxième trimestre de 2016, la Société a repris, dans le cadre de l'acquisition de COS, une dette de 688 M$ US d'une filiale. En 2016, la Société a aussi remboursé la facilité de crédit de 550 M$ acquise dans le cadre de l'acquisition de COS ainsi qu'une somme additionnelle de 50 M$, laquelle avait été prélevée sur la facilité après le 5 février 2016.

La participation ne donnant pas le contrôle a été évaluée initialement au montant de sa quote-part dans les actifs identifiables nets acquis. Les transactions subséquentes, le 22 février 2016 et le 21 mars 2016, ont été comptabilisées comme des transactions sur capitaux propres avec les actionnaires et ont éliminé le solde de la participation ne donnant pas le contrôle. Suncor a comptabilisé directement en capitaux propres l'écart entre la juste valeur des actions ordinaires émises et la participation ne donnant pas le contrôle inscrite le 5 février 2016. Pour la période du 5 février 2016 au 21 mars 2016, durant laquelle Suncor ne détenait pas la totalité des actions, un bénéfice net de 11 M$ attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle a été dégagé.

Dans le cadre de l'acquisition, la Société a également repris divers engagements d'un montant non actualisé de 3,0 G$ relatifs aux pipelines et au stockage. Les durées de ces contrats vont de un an à 24 ans, et les paiements ont commencé au premier trimestre de 2016.

Des coûts d'acquisition de 29 M$ ont été inscrits au poste des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, à l'état consolidé du résultat global de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

L'acquisition de COS a contribué à hauteur de 1,9 G$ aux produits bruts et à hauteur de 69 M$ à la perte nette consolidée entre la date d'acquisition et le 31 décembre 2016.

Si l'acquisition de COS avait eu lieu le 1er janvier 2016, elle aurait contribué à hauteur de 2,1 G$ aux produits bruts et à hauteur de 105 M$ à la perte nette consolidée, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 27 G$ et un bénéfice net consolidé de 408 M$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

8. ACQUISITION D'UNE PARTICIPATION SUPPLÉMENTAIRE DANS SYNCRUDE

Le 23 juin 2016, Suncor a clôturé l'acquisition auprès de la filiale canadienne de Murphy Oil Corporation d'une participation supplémentaire de 5 % dans le projet Syncrude pour un prix d'achat après ajustements de 946 M$. L'acquisition a fait passer la participation de Suncor dans le projet Syncrude à 53,74 %.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition. La répartition du prix d'achat était fondée sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs et des passifs de Syncrude au 23 juin 2016.

(en millions de dollars)	
Créances	8
Stocks	19
Immobilisations corporelles	1 330
Prospection et évaluation	82
Total des actifs acquis	**1 439**
Dettes et charges à payer	(29)
Avantages sociaux futurs	(49)
Provision pour démantèlement	(187)
Impôt différé	(228)
Total des passifs pris en charge	**(493)**
Actifs nets acquis	**946**

La juste valeur des créances et des dettes se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments. La juste valeur des stocks de brut a été établie au moyen des prix cotés et des taux obtenus auprès des sources de fixation de prix disponibles. La juste valeur des stocks de matières et de fournitures se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur taux de rotation à court terme. La juste valeur des immobilisations corporelles et de la provision pour démantèlement a été établie selon la méthode des flux de trésorerie futurs attendus. Les principales hypothèses utilisées aux

fins des calculs sont les taux d'actualisation, les prix des marchandises futurs, le calendrier des activités de mise en valeur, les projections concernant les réserves de pétrole, ainsi que l'estimation des coûts d'abandon et de remise en état de la mine et des installations. Toutes les principales hypothèses ont été appliquées de la même manière que pour l'acquisition de COS (note 7).

La participation supplémentaire dans Syncrude a contribué à hauteur de 191 M$ aux produits bruts et à hauteur de 7 M$ au bénéfice net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2016.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2016, la participation supplémentaire aurait contribué à hauteur de 275 M$ aux produits bruts et à hauteur de 26 M$ à la perte nette consolidée, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 27 G$ et un bénéfice net consolidé de 412 M$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

9. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2017	2016
Activités de négociation de l'énergie		
(Pertes latentes) comptabilisées en résultat net au cours de la période	**(37)**	(47)
(Diminution) augmentation de la valeur des stocks	**(39)**	62
Activités de gestion des risques [1]	**(19)**	(25)
Produit financier et produits d'intérêts	**162**	77
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance [2]	**76**	41
Variation de la valeur des engagements relatifs aux pipelines et autres	**(18)**	53
	125	161

1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, et des swaps différés de taux d'intérêt à long terme dans le secteur Siège social.

2) La colonne 2017 inclut le produit d'assurance dommages matériels pour Syncrude dans le secteur Sables pétrolifères, et la colonne 2016 inclut le produit d'assurance dommages matériels pour les actifs de Terra Nova du secteur Exploration et production.

10. CHARGES D'EXPLOITATION, FRAIS DE VENTE ET FRAIS GÉNÉRAUX

Les charges d'exploitation, les frais de vente et les frais généraux se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2017	2016
Services contractuels [1]	**3 551**	3 363
Charge liée au personnel [1]	**3 290**	3 412
Matériaux	**706**	705
Énergie	**1 178**	994
Location d'équipement et baux	**279**	267
Déplacements, marketing et autres	**241**	409
	9 245	9 150

1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a engagé des coûts de 7,3 G$ au titre de services contractuels et de la charge liée au personnel (7,2 G$ en 2016). De ce montant, une tranche de 6,8 G$ (6,8 G$ en 2016) a été inscrite au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » et une tranche de 0,5 G$ a été inscrite dans les immobilisations corporelles (0,4 G$ en 2016). La charge liée au personnel comprend les salaires, les avantages et la rémunération fondée sur des actions.

11. DÉPRÉCIATION ET DÉCOMPTABILISATION D'ACTIFS

Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs. De plus, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 31 M$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs.

Au deuxième trimestre de 2016, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 33 M$ (déduction faite de l'impôt de 119 M$) à l'égard de certains actifs de prospection et d'évaluation en Norvège, en raison de l'incertitude entourant les projets de mise en valeur future.

12. CHARGES (PRODUITS) FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	2017	2016
Intérêts sur la dette et contrats de location-financement	**945**	1 012
Intérêts incorporés à l'actif, au taux de 5,5 % (5,7 % en 2016)	**(729)**	(597)
Charge d'intérêts	**216**	415
Intérêts sur le passif au titre du partenariat (note 38)	**5**	—
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	**58**	59
Charge de désactualisation	**247**	269
Profit de change sur la dette libellée en dollars américains	**(771)**	(458)
Écarts de change et autres	**(52)**	61
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	**113**	99
Profit réalisé sur les couvertures de change	**(62)**	—
	(246)	445

13. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Charge (produit) d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2017	2016
Impôt exigible :		
Exercice écoulé	**1 150**	222
Ajustements de l'impôt exigible d'exercices précédents	**59**	(69)
Impôt différé :		
Naissance de différences temporaires	**425**	(313)
Ajustements relatifs à l'impôt différé d'exercices précédents	**(70)**	67
Modifications des taux d'impôt et des lois fiscales	**(106)**	(190)
Comptabilisation d'actifs d'impôt différé non comptabilisés antérieurement	**—**	(76)
	1 458	(359)

Rapprochement du taux d'imposition effectif

La charge d'impôt sur le résultat a été calculée selon un taux d'imposition effectif qui diffère du taux d'imposition prévu par la loi. Un rapprochement est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars)	2017	2016
Résultat avant impôt	**5 916**	86
Taux d'imposition prévu par la loi canadienne	**27,01 %**	27,00 %
Impôt prévu par la loi	**1 598**	23
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :		
Partie non imposable des gains en capital	**(90)**	(60)
Rémunération fondée sur des actions et autres éléments permanents	**(1)**	19
Cotisations et ajustements	**(11)**	(2)
Incidence des modifications des taux d'impôt et des lois fiscales	**(106)**	(190)
Écart du taux d'impôt étranger	**180**	(28)
Composante des cessions non imposable	**(41)**	—
Produits fiscaux pour lesquels aucun actif d'impôt différé n'a été comptabilisé	**(51)**	(50)
Comptabilisation d'actifs d'impôt différé non comptabilisés antérieurement	**—**	(76)
Autres	**(20)**	5
	1 458	(359)

Soldes d'impôt différé

La charge (le produit) d'impôt différé et les passifs nets d'impôt différé inscrits dans les états financiers consolidés de la Société comprennent les éléments suivants :

	Résultat net		États consolidés de la situation financière[1)]	
(en millions de dollars)	2017	2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Immobilisations corporelles	**157**	(864)	**14 252**	13 864
Provision pour démantèlement et remise en état	**19**	342	**(1 910)**	(1 701)
Régimes de retraite du personnel	**(5)**	(23)	**(639)**	(648)
Pertes fiscales reportées en avant	**—**	(10)	**(109)**	(109)
Report lié aux entreprises associées	**—**	(78)	**—**	—
Écarts de change et autres	**78**	121	**(161)**	(226)
	249	(512)	**11 433**	11 180

1) La tranche courante et la tranche non courante du passif et de l'actif d'impôt différé s'établissent comme suit :

(en millions de dollars)	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Passif d'impôt différé censé se résorber dans les 12 mois	**93**	195
Actif d'impôt différé censé se résorber dans les 12 mois	**(27)**	(21)
Passif d'impôt différé censé se résorber après 12 mois	**11 440**	11 048
Actif d'impôt différé censé se résorber après 12 mois	**(73)**	(42)
Passif d'impôt différé, montant net	**11 433**	11 180

Variations des soldes d'impôt différé

(en millions de dollars)	2017	2016
Solde au début de l'exercice	**11 180**	9 919
Montant comptabilisé dans la charge d'impôt différé	**249**	(512)
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	**19**	(5)
Montant comptabilisé dans les capitaux propres	**—**	(26)
Acquisition	**—**	2 054
Écart de conversion, sorties et autres éléments	**(15)**	(179)
Montant reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (notes 36 et 37)	**—**	(71)
Solde à la clôture de l'exercice	**11 433**	11 180

Soldes d'impôt différé inclus dans les capitaux propres

	Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2017	2016
Impôt différé inclus dans les autres éléments du résultat global		
(Gain actuariel) perte actuarielle des régimes de retraite du personnel	**(19)**	5
Impôt différé inclus dans les capitaux propres		
Émission d'actions ordinaires	**—**	26
	(19)	31

Les actifs d'impôt différé sont comptabilisés pour les reports en avant de pertes fiscales dans la mesure où la réalisation de l'avantage fiscal connexe par imputation aux bénéfices imposables futurs est probable. Suncor a omis de comptabiliser un actif d'impôt différé de 75 M$ (125 M$ en 2016) pour des pertes en capital de 556 M$ (926 M$ en 2016) découlant de pertes de change sur la dette libellée en dollars américains, car ces pertes ne pourront être utilisées que si des gains en capital sont réalisés dans l'avenir.

Aucun impôt différé n'a été constaté au 31 décembre 2017 à l'égard de différences temporaires d'environ 9,6 G$ (9,9 G$ en 2016) associées aux résultats non distribués en ce qui a trait à nos participations dans des filiales à l'étranger, car la Société est en mesure de contrôler le moment où ces différences temporaires se résorberont. Selon les plans actuels, le rapatriement des fonds excédant les réinvestissements à l'étranger n'entraînera pas de charge additionnelle d'impôt significative. L'impôt différé sur les distributions associé aux activités internationales n'a pas été comptabilisé.

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement américain a adopté une baisse du taux d'imposition fédéral des sociétés, de 35 % à 21 %, entrant en vigueur le 1er janvier 2018. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé et comptabilisé un produit d'impôt de 124 M$.

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a adopté une hausse du taux d'imposition provincial des sociétés, de 11 % à 12 %. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé et comptabilisé une charge d'impôt différé de 18 M$.

Au quatrième trimestre de 2016, le gouvernement du Québec a adopté une baisse graduelle sur quatre ans, à compter du 1er janvier 2017, du taux d'imposition des sociétés, qui passera de 11,9 % à 11,5 %. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 10 M$.

Au troisième trimestre de 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, qui a ramené de 50 % à 40 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un produit d'impôt différé de 180 M$.

14. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	2017	2016
Résultat net	**4 458**	445
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions [1]	**(1)**	(1)
Résultat net – dilué	**4 457**	444
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	**4 458**	434
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions [1]	**(1)**	(1)
Résultat net dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	**4 457**	433
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	**1 661**	1 610
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	**4**	2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	**1 665**	1 612
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base et dilué par action	**2,68**	0,28
Résultat de base et dilué par action attribuable aux actionnaires ordinaires	**2,68**	0,27

1) Les attributions comportant une option de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes d'attributions réglées en trésorerie. Comme ces attributions peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat net dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif pour la période. Il a été déterminé que l'effet de la comptabilisation de ces attributions comme des paiements réglés en actions avait un effet dilutif pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016.

15. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS

(en millions de dollars)	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Trésorerie	**1 184**	1 103
Équivalents de trésorerie	**1 488**	1 913
	2 672	3 016

16. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

La diminution (l'augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2017	2016
Créances	**(79)**	(471)
Stocks	**(268)**	(218)
Dettes et charges à payer	**68**	110
Tranche courante des provisions	**(48)**	(98)
Impôt à payer (montant net)	**421**	145
	94	(532)
Attribuable aux :		
Activités d'exploitation	**(173)**	(308)
Activités d'investissement	**267**	(224)
	94	(532)

Rapprochement des variations des passifs avec les flux de trésorerie liés aux activités de financement :

(en millions de dollars)	Dette à court terme	Tranche courante de la dette à long terme	Dette à long terme	Passif au titre du partenariat	Dividendes à payer	Passifs (actifs) dérivés[1]
Au 31 décembre 2016	1 273	54	16 103	—	—	17
Variations des flux de trésorerie liés aux activités de financement :						
Émission de papier commercial, montant net	1 065	—	—	—	—	—
Produit brut de l'émission de titres de créance à long terme	—	—	955	—	—	—
Frais d'émission de titres de créance	—	—	(13)	—	—	—
Remboursement sur la dette à long terme	—	—	(2 561)	—	—	—
Profit de change réalisé	(84)	—	(612)	—	—	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(2 124)	—
Paiements des passifs au titre de contrats de location-financement	—	—	(58)	—	—	—
Règlement des dérivés, montant net	—	—	—	—	—	25
Produit de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	503	—	—
Distributions à la participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	(20)	—	
Variations hors trésorerie :						
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	2 124	—
Profit de change latent	(118)	—	(653)	—	—	—
Frais de financement différés	—	—	(14)	—	—	—
Passifs au titre d'un nouveau contrat de financement	—	—	628	—	—	—
Plus-value latente comptabilisée en résultat net	—	—	—	—	—	(42)
Reclassement de la dette à long terme dans la tranche courante de la dette à long terme	—	17	(17)	—	—	—
Reclassement d'un contrat de financement comme contrat de service[2]	—	—	(386)	—	—	—
Au 31 décembre 2017	**2 136**	**71**	**13 372**	**483**	**—**	—

1) Les passifs (actifs) dérivés se rapportent à des contrats de change à terme et à des swaps de taux d'intérêt que la Société peut utiliser aux fins de gestion des risques liés à la dette à long terme libellée en dollars américains.

2) Les contrats de service sont comptabilisés dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, lorsque les frais sont engagés.

17. STOCKS

(en millions de dollars)	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Pétrole brut	**1 203**	1 110
Produits raffinés	**1 268**	1 193
Matières, fournitures et marchandises	**664**	680
Stocks de marchandises liés à la négociation de l'énergie	**333**	515
Montant reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (notes 36 et 37)	**—**	(258)
	3 468	3 240

En 2017, des stocks de produits de 11,6 G$ (10,1 G$ en 2016) ont été passés en charges. Il n'y a eu aucune réduction de valeur des stocks de pétrole brut (32 M$ en 2016) ni aucune réduction de valeur des matières, fournitures et marchandises en 2017 (26 M$ en 2016). Les stocks de marchandises liés à la négociation de l'énergie sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie, d'après des données d'évaluation de la juste valeur de niveau 1 et de niveau 2.

18. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions de dollars)	Biens pétroliers et gaziers	Immobilisations corporelles	Total
Coût			
31 décembre 2015	32 635	61 077	93 712
Ajouts	1 428	5 142	6 570
Virements depuis les actifs de prospection et d'évaluation	65	—	65
Acquisitions (notes 7 et 8)	1 678	9 128	10 806
Variation de l'obligation relative au démantèlement et à la remise en état	(68)	21	(47)
Sorties et montants décomptabilisés	(166)	(803)	(969)
Ajustements liés au taux de change	(1 431)	(121)	(1 552)
Montant reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (notes 36 et 37)	—	(907)	(907)
31 décembre 2016	34 141	73 537	107 678
Ajouts	**1 235**	**5 875**	**7 110**
Acquisitions (note 35)	**25**	**310**	**335**
Variation de la provision pour démantèlement et remise en état des lieux	**821**	**22**	**843**
Sorties et montants décomptabilisés	**—**	**(884)**	**(884)**
Ajustements liés au taux de change	**(13)**	**(256)**	**(269)**
Montant reclassé depuis les actifs détenus en vue de la vente (note 37)	**—**	**35**	**35**
31 décembre 2017	**36 209**	**78 639**	**114 848**
Provision cumulée			
31 décembre 2015	(14 442)	(18 119)	(32 561)
Amortissements et déplétion	(2 598)	(3 133)	(5 731)
Sorties et montants décomptabilisés	—	645	645
Ajustements liés au taux de change	978	55	1 033
Montant reclassé depuis les actifs détenus en vue de la vente (notes 36 et 37)	—	195	195
31 décembre 2016	(16 062)	(20 357)	(36 419)
Amortissements et déplétion	**(1 916)**	**(3 514)**	**(5 430)**
Sorties et montants décomptabilisés	**—**	**368**	**368**
Ajustements liés au taux de change	**3**	**126**	**129**
Montant reclassé depuis les actifs détenus en vue de la vente (note 39)	**—**	**(3)**	**(3)**
31 décembre 2017	**(17 975)**	**(23 380)**	**(41 355)**
Immobilisations corporelles, montant net			
31 décembre 2016	18 079	53 180	71 259
31 décembre 2017	**18 234**	**55 259**	**73 493**

(en millions de dollars)	31 déc. 2017 Coût	Provision cumulée	Valeur comptable nette	31 déc. 2016 Coût	Provision cumulée	Valeur comptable nette
Sables pétrolifères	**79 625**	**(22 664)**	**56 961**	73 882	(19 341)	54 541
Exploration et production	**21 007**	**(12 990)**	**8 017**	20 058	(12 020)	8 038
Raffinage et commercialisation	**13 137**	**(4 906)**	**8 231**	12 741	(4 363)	8 378
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**1 079**	**(795)**	**284**	997	(695)	302
	114 848	**(41 355)**	**73 493**	107 678	(36 419)	71 259

Au 31 décembre 2017, le solde des actifs en construction qui ne sont pas amortis s'élevait à 15,9 G$ (16,0 G$ au 31 décembre 2016).

Au 31 décembre 2017, les immobilisations corporelles comprenaient des contrats de location-financement d'une valeur comptable de 1,4 G$ (1,2 G$ au 31 décembre 2016).

19. ACTIFS DE PROSPECTION ET D'ÉVALUATION

(en millions de dollars)	2017	2016
Solde au début de l'exercice	**2 038**	1 681
Acquisitions et ajouts (notes 7, 8 et 34)	**53**	787
Virements dans les actifs pétroliers et gaziers	**—**	(65)
Coûts des forages improductifs	**(41)**	(204)
Perte de valeur (note 11)	**—**	(152)
Amortissement	**(1)**	(1)
Ajustements liés au taux de change	**3**	(8)
Solde à la clôture de l'exercice	**2 052**	2 038

20. AUTRES ACTIFS

(en millions de dollars)	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Participations	**224**	191
Frais payés d'avance et autres	**987**	1 057
	1 211	1 248

Les frais payés d'avance et autres comprennent les créances non courantes relatives aux acomptes versés au titre des avis de nouvelle cotisation reçus de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC »), qui ne seront toutefois probablement pas réglées dans moins d'un an.

21. GOODWILL ET AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Sables pétrolifères	Raffinage et commercialisation			
(en millions de dollars)	Goodwill	Goodwill	Marque	Listes de clients	Total
31 décembre 2015	2 752	148	166	13	3 079
Amortissement	—	—	—	(4)	(4)
31 décembre 2016	2 752	148	166	9	3 075
Sorties (note 36)	—	**(8)**	**(4)**	**(1)**	**(13)**
Ajouts	—	—	—	**2**	**2**
Amortissement	—	—	—	**(3)**	**(3)**
31 décembre 2017	**2 752**	**140**	**162**	**7**	**3 061**

La Société a soumis à un test de dépréciation ses UGT du secteur Sables pétrolifères au 31 décembre 2017. Les valeurs recouvrables ont été établies d'après la juste valeur diminuée des coûts de sortie, calculée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus des UGT. Les principales sources d'information sur les flux de trésorerie sont les plans d'affaires approuvés par les dirigeants de la Société qui ont été élaborés en fonction de facteurs macroéconomiques comme les courbes de prix de référence à terme pour les marchandises, les taux d'inflation et les tendances de l'offre et de la demande dans le secteur. Les flux de trésorerie projetés figurant dans les plans d'affaires ont été mis à jour au besoin afin de tenir compte des appréciations actuelles par le marché des principales hypothèses, notamment les prévisions à long terme concernant les prix des marchandises, les taux d'inflation, les taux de change et les taux d'actualisation propres à l'actif (données d'évaluation de la juste valeur de niveau 3).

Les flux de trésorerie prévisionnels sont aussi fondés sur l'expérience passée, les tendances historiques et les évaluations des réserves et des ressources de la Société effectuées par des tiers en vue d'établir les profils et volumes de production, les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations et dépenses de maintenance. Les profils de production, les volumes des réserves, les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations et dépenses de maintenance sont conformes aux estimations approuvées dans le cadre du processus annuel d'évaluation des réserves de la Société et permettent d'établir la durée des flux de trésorerie sous-jacents utilisés aux fins du test par actualisation des flux de trésorerie.

Les estimations de flux de trésorerie futurs sont actualisées par application des taux d'actualisation ajustés en fonction du risque après impôt. Les taux d'actualisation sont calculés selon le coût du capital moyen pondéré d'un groupe de sociétés comparables, qui est considéré comme représentatif du taux de rendement qui serait exigé par les principaux intervenants du marché pour des actifs similaires. Le taux d'actualisation après impôt appliqué aux projections de flux de trésorerie était de 8 % (8 % en 2016). La Société a fondé ses projections de flux de trésorerie sur un prix moyen du West Texas Intermediate (WTI) de 61,00 $ US le baril pour 2018, de 68,60 $ US le baril pour 2019, de 76,65 $ US le baril pour 2020, le prix augmentant ensuite à un rythme moyen de 4 % par année de 2021 à 2023 puis à un rythme moyen de 2 % par année par la suite, ajusté pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité selon les UGT sous-jacentes. La période de projection des flux de trésorerie allait de 20 à 50 ans, selon la durée de vie des réserves des UGT respectives. Par suite de cette analyse, la direction n'a constaté aucune dépréciation de ses UGT du secteur Sables pétrolifères ni du goodwill qui y est associé.

La Société a également soumis les UGT de son secteur Raffinage et commercialisation à un test de dépréciation du goodwill. Les valeurs recouvrables ont été établies d'après la juste valeur diminuée des coûts de sortie, calculée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus des UGT. La valeur actualisée s'appuie principalement sur le plan d'affaires et sur les résultats passés ajustés en fonction de la conjoncture économique actuelle, et augmente par application d'un taux d'inflation de 2 % des produits des activités ordinaires et des charges d'exploitation. Les taux d'actualisation après impôt appliqués aux flux de trésorerie prévisionnels se situaient entre 10 % et 12 % (entre 10 % et 15 % en 2016). À la suite de cette analyse, aucune dépréciation n'a été constatée relativement au secteur ni au goodwill qui y a été attribué.

22. EMPRUNTS ET FACILITÉS DE CRÉDIT

Les emprunts et les facilités de crédit se composent des éléments suivants :

Dette à court terme

(en millions de dollars)	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Papier commercial [1)]	**2 136**	1 273

1) Le papier commercial est financé par une facilité de crédit renouvelable contractée auprès d'un consortium de prêteurs. La Société est autorisée à émettre du papier commercial d'une valeur maximale de 4,0 G$ et dont l'échéance est d'au plus 365 jours. Au 31 décembre 2017, le taux d'intérêt moyen pondéré s'établissait à 1,56 % (0,97 % au 31 décembre 2016). Après la clôture de l'exercice, la valeur maximale de papier commercial pouvant être émis est augmentée, à 5,0 G$.

Dette à long terme

(en millions de dollars)	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Emprunts à échéance fixe, remboursables au gré de la Société[2)]		
Billets à 6,10 %, échéant en 2018 (1 250 $ US)	—	1 678
Billets à 6,05 %, échéant en 2018 (600 $ US)	—	809
Billets à moyen terme de série 4 à 5,80 %, échéant en 2018	—	700
Billets à 7,75 %, échéant en 2019 (223 $ US)[3)]	**288**	317
Billets à moyen terme de série 5 à 3,10 %, échéant en 2021	**749**	748
Débentures à 9,25 %, échéant en 2021 (300 $ US)	**406**	440
Billets à 9,40 %, échéant en 2021 (220 $ US)[3)4)]	**298**	325
Billets à 4,50 %, échéant en 2022 (182 $ US)[3)]	**212**	225
Billets à 3,60 %, échéant en 2024 (750 $ US)	**936**	1 002
Billets à moyen terme de série 5 à 3,00 %, échéant en 2026[5)]	**698**	698
Débentures à 7,875 %, échéant en 2026 (275 $ US)	**365**	391
Billets à 8,20 %, échéant en 2027 (59 $ US)[3)]	**81**	87
Débentures à 7,00 %, échéant en 2028 (250 $ US)	**319**	342
Billets à 7,15 %, échéant en 2032 (500 $ US)	**626**	670
Billets à 5,35 %, échéant en 2033 (300 $ US)	**344**	368
Billets à 5,95 %, échéant en 2034 (500 $ US)	**625**	669
Billets à 5,95 %, échéant en 2035 (600 $ US)	**718**	769
Billets à moyen terme de série 4 à 5,39 %, échéant en 2037	**599**	599
Billets à 6,50 %, échéant en 2038 (1 150 $ US)	**1 439**	1 540
Billets à 6,80 %, échéant en 2038 (900 $ US)	**1 151**	1 231
Billets à 6,85 %, échéant en 2039 (750 $ US)	**938**	1 004
Billets à 6,00 %, échéant en 2042 (152 $ US)[3)]	**140**	151
Billets à moyen terme de série 5 à 4,34 %, échéant en 2046[6)]	**300**	300
Billets à 4,00 %, échéant en 2047 (750 $ US)[7)]	**936**	—
Total de la dette à long terme non garantie	**12 168**	15 063
Contrats de location-financement[8)]	**1 319**	1 134
Frais de financement différés	**(44)**	(40)
	13 443	16 157
Tranche courante de la dette à long terme		
Contrats de location-financement	**(71)**	(54)
	(71)	(54)
Total de la dette à long terme	**13 372**	16 103

2) La valeur de la dette inclut le solde non amorti des primes ou escomptes.

3) Dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de COS (note 7).

4) Après l'acquisition de COS, Moody's Investors Service a abaissé la notation de la dette de premier rang à long terme de COS, de Baa3 (perspective négative) à Ba3 (perspective stable), ce qui a fait passer le taux d'intérêt nominal du billet, de 7,9 % à 9,4 %.

5) En septembre 2016, la Société a émis des billets à moyen terme de série 5 non garantis de premier rang de 700 M$ échéant le 14 septembre 2026. Ces billets portent intérêt au taux de 3,00 % et leur prix a été fixé à 99,751 $ le billet, pour un taux effectif de 3,029 %. Les intérêts sont versés chaque semestre.

6) En septembre 2016, la Société a émis des billets à moyen terme de série 5 non garantis de premier rang de 300 M$ échéant le 13 septembre 2046. Ces billets portent intérêt au taux de 4,34 % et leur prix a été fixé à 99,900 $ le billet, pour un taux effectif de 4,346 %. Les intérêts sont versés chaque semestre.

7) Au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société a émis des billets non garantis de premier rang de 750 M$ US échéant le 15 novembre 2047. Ces billets portent intérêt au taux de 4,00 % et leur prix a été fixé à 99,498 $ le billet, pour un taux effectif de 4,029 %. Les intérêts sont payés chaque semestre.

8) Les taux d'intérêt s'échelonnent de 2,9 % à 16,5 % et les dates d'échéance s'échelonnent de 2027 à 2062.

Au quatrième trimestre de 2017, la Société a racheté ses billets non garantis de premier rang de 600 M$ US (valeur comptable de 771 M$) portant intérêt au taux de 6,05 %, qui venaient à échéance le 15 mai 2018, pour la somme de 614 M$ US (788 M$), y compris des intérêts courus de 3 M$ US (4 M$). La Société a aussi racheté ses billets à moyen terme de série 4 non garantis de premier rang de 700 M$ portant intérêt au taux de 5,80 %, qui venaient à échéance le 22 mai 2018, pour la somme de 715 M$, y compris des intérêts courus de 3 M$. La Société a réalisé une perte globale sur extinction de dette de 26 M$ (18 M$ après impôt).

Au deuxième trimestre de 2017, la Société a racheté ses billets non garantis de premier rang de 1,250 G$ US (valeur comptable de 1,700 G$), qui venaient à échéance le 1er juin 2018, pour la somme 1,344 G$ US (1,830 G$), y compris des intérêts courus de 31 M$ US (42 M$). Conjointement avec le remboursement anticipé des billets, la Société a aussi réalisé des profits de 62 M$ sur des couvertures de change, ce qui a donné lieu à une perte globale sur extinction de dette de 25 M$ (10 M$ après impôt).

Au deuxième trimestre de 2016, la Société a racheté la dette de 688 M$ US (valeur comptable de 864 M$) d'une filiale, qu'elle avait acquise dans le cadre de l'acquisition de COS, pour une somme de 751 M$ US (973 M$), y compris des intérêts courus de 8 M$ US (10 M$), ce qui a donné lieu à une perte sur extinction de dette de 99 M$ (73 M$ après impôt). La Société a aussi remboursé environ 600 M$ sur la facilité de crédit acquise dans le cadre de l'acquisition de COS.

Paiements prévus au titre du remboursement de la dette

Les remboursements de capital prévus au 31 décembre 2017 au titre des contrats de location-financement, de la dette à court terme et de la dette à long terme se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Remboursement
2018	2 207
2019	313
2020	39
2021	1 444
2022	272
Par la suite	11 371
	15 646

Facilités de crédit

Le tableau qui suit présente les facilités de crédit disponibles et inutilisées :

(en millions de dollars)	2017
Entièrement renouvelable et échéant en 2021	**4 000**
Entièrement renouvelable et échéant en 2020	**2 504**
Entièrement renouvelable et échéant en 2018-2019	**1 580**
Résiliables en tout temps au gré des prêteurs	**140**
Total des facilités de crédit	**8 224**
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	**(2 136)**
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie [1)]	**(1 367)**
Total des facilités de crédit inutilisées [2)]	**4 721**

1) Afin de réduire ses coûts, la Société a soutenu certaines facilités de crédit au moyen d'une garantie en trésorerie s'élevant à 733 M$ au 31 décembre 2017 (1,032 G$ au 31 décembre 2016).

2) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidité totalisaient 4,489 G$ au 31 décembre 2017, en baisse par rapport à 7,467 G$ au 31 décembre 2016. Cette diminution s'explique par une réduction planifiée de 1,0 G$ de la facilité de crédit de la Société, par l'annulation par la Société d'une facilité de crédit de 950 M$ qui avait été reprise lors de l'acquisition de COS ainsi que par une augmentation de la dette à court terme. La diminution de la facilité de crédit de la Société et l'annulation d'une facilité de crédit ont été effectuées en 2017, vu que des liquidités excédentaires ne semblaient plus nécessaires et que la réduction permettra de diminuer les charges financières futures.

23. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

(en millions de dollars)	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 24)	**1 369**	1 464
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 27)	**361**	364
Passif au titre du partenariat (note 38)	**483**	—
Produits différés	**49**	55
Prime à la signature des contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP ») en Libye[1)]	**77**	83
Autres	**73**	131
Montant reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (notes 36 et 37)	—	(30)
	2 412	2 067

1) Dans le cadre de l'acquisition de Petro-Canada en 2009, la Société a repris le solde de 500 M$ US de l'obligation liée à une prime à la signature se rapportant à la ratification, par Petro-Canada, de six CEPP en Libye. La valeur comptable de la prime à la signature des CEPP en Libye s'établissait à 79 M$ au 31 décembre 2017 (85 M$ au 31 décembre 2016). La tranche échéant dans moins d'un an, soit 2 M$ (2 M$ au 31 décembre 2016), est comptabilisée dans les dettes et charges à payer.

24. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Aux termes des régimes de retraite à prestations définies de la Société, des prestations sont versées au moment du départ à la retraite en fonction des années de service et de la moyenne des derniers salaires, le cas échéant. La Société s'acquitte de ces obligations par la capitalisation des régimes de retraite agréés et par le versement de rentes au titre des régimes supplémentaires de retraite non agréés, lesquelles peuvent être provisionnées sur une base volontaire par le truchement de conventions de retraite ou simplement être versées aux prestataires. Le montant et le moment de la capitalisation future de ces régimes dépendent de la politique de capitalisation, telle qu'elle est approuvée par le conseil d'administration. Les cotisations de la Société aux régimes capitalisés sont déposées auprès de fiduciaires indépendants qui agissent à titre de dépositaires des actifs des régimes ainsi qu'en tant qu'agents payeurs des prestations aux prestataires. Les actifs des régimes sont gérés par un comité de retraite agissant au nom des prestataires. Le comité fait appel à des gestionnaires et à des experts indépendants.

Des études sur l'appariement de l'actif et du passif sont menées par un consultant tiers afin de définir la composition des actifs en quantifiant les caractéristiques de risque et de rendement de stratégies de composition de l'actif potentielles. L'étude tient compte des politiques en matière de placements et de cotisations, et porte notamment sur la composition des actifs et la sensibilité aux fluctuations des taux d'intérêt.

La capitalisation des régimes de retraite agréés est conforme aux règlements qui exigent qu'une évaluation actuarielle des caisses de retraite ait lieu au moins tous les trois ans au Canada, selon la situation de la capitalisation, et tous les ans aux États-Unis. Les évaluations les plus récentes sont datées du 31 décembre 2016 pour les régimes canadiens et du 31 décembre 2015 pour les régimes internationaux. Aux fins comptables, la Société évalue les actifs des régimes et réévalue l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre.

Les avantages complémentaires de retraite de la Société, qui ne sont pas capitalisés, offrent certaines protections pour soins de santé et couvertures d'assurance vie aux salariés à la retraite et aux personnes à charge admissibles qui leur survivent.

La Société comptabilise sa quote-part des régimes de retraite à prestations définies, des régimes de retraite à cotisations définies et des avantages complémentaires de retraite de Syncrude.

La Société offre également un certain nombre de régimes à cotisations définies, y compris un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis qui correspond à une cotisation annuelle de 5,0 % à 11,5 % des gains ouvrant droit à pension des employés participants.

Obligations au titre des prestations définies et situation de capitalisation

(en millions de dollars)	Prestations de retraite 2017	Prestations de retraite 2016	Avantages complémentaires de retraite 2017	Avantages complémentaires de retraite 2016
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations au début de l'exercice	**6 280**	4 611	**587**	502
Obligations prises en charge dans le cadre de l'acquisition de COS (note 7)	**—**	1 352	**—**	73
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	**193**	189	**14**	13
Cotisations salariales	**14**	14	**—**	—
Prestations versées	**(294)**	(272)	**(21)**	(21)
Coût financier	**236**	238	**22**	23
Cession (note 36)	**(69)**	—	**(9)**	—
Incidence des taux de change	**(2)**	(46)	**(1)**	(1)
Règlements	**7**	8	**—**	—
Réévaluation actuarielle :				
Ajustements des passifs des régimes liés à l'expérience	**2**	7	**(12)**	(5)
Écarts actuariels découlant des variations des hypothèses démographiques	**(4)**	8	**(9)**	(1)
Écarts actuariels découlant des variations des hypothèses financières	**354**	171	**26**	4
Obligation au titre des prestations à la clôture de l'exercice	**6 717**	6 280	**597**	587
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	**5 356**	4 040	**—**	—
Actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de COS (note 7)	**—**	1 060	**—**	—
Cotisations patronales	**160**	165	**—**	—
Cotisations salariales	**14**	14	**—**	—
Prestations versées	**(269)**	(249)	**—**	—
Cession (note 36)	**(71)**	—	**—**	—
Incidence des taux de change	**(3)**	(37)	**—**	—
Règlements	**7**	8	**—**	—
Frais d'administration	**(2)**	(2)	**—**	—
Revenu sur les actifs des régimes	**200**	202	**—**	—
Réévaluation actuarielle				
Rendement sur les actifs des régimes supérieur au taux d'actualisation	**407**	155	**—**	—
Juste valeur des actifs des régimes à la clôture de l'exercice	**5 799**	5 356	**—**	—
Obligation non capitalisée, montant net	**918**	924	**597**	587

Au 31 décembre 2017, 67 % du montant net total des obligations non capitalisées sont liés à l'obligation au titre des régimes de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite au Canada (compte non tenu de Syncrude) (66 % au 31 décembre 2016). La durée moyenne pondérée de l'obligation au titre des prestations définies aux termes des régimes de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite au Canada (compte non tenu de Syncrude) est de 13,91 ans (14,06 ans en 2016).

Le montant net de l'obligation non capitalisée est comptabilisé aux postes « Dettes et charges à payer » et « Autres passifs non courants » aux états consolidés de la situation financière (note 23).

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2017**	2016	**2017**	2016
Analyse du montant passé en résultat net :				
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	**193**	189	**14**	13
Coût financier	**36**	36	**22**	23
Charge au titre des régimes à prestations définies	**229**	225	**36**	36
Charge au titre des régimes à cotisations définies	**74**	76	**—**	—
Charge totale au titre des régimes de prestations passée en résultat net	**303**	301	**36**	36

Éléments des coûts au titre des régimes à prestations définies comptabilisés dans les autres éléments du résultat global :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2017**	2016	**2017**	2016
Rendement prévu des actifs des régimes (exception faite des montants inclus dans la charge d'intérêts nette)	**(407)**	(155)	**—**	—
Ajustements des passifs des régimes liés à l'expérience	**2**	7	**(12)**	(5)
Écarts actuariels découlant des variations des hypothèses financières	**354**	171	**26**	4
Écarts actuariels découlant des variations des hypothèses démographiques	**(4)**	8	**(9)**	(1)
Écarts actuariels comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	**(55)**	31	**5**	(2)

Hypothèses actuarielles

Le coût des régimes de prestations définies et des avantages complémentaires de retraite est établi par des calculs actuariels selon la méthode des unités de crédit projetées, qui tient compte des années de service des salariés et de leur salaire actuel, ainsi que d'une projection des salaires et des années de service jusqu'à la retraite.

Les principales hypothèses actuarielles moyennes pondérées sont les suivantes :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
(en pourcentage)	**31 déc. 2017**	31 déc. 2016	**31 déc. 2017**	31 déc. 2016
Taux d'actualisation	**3,40**	3,90	**3,40**	3,80
Taux de croissance de la rémunération	**3,00**	3,20	**3,00**	3,00

Le taux d'actualisation est fondé sur le taux d'intérêt des obligations de qualité supérieure dont les échéances sont semblables à celles des obligations au titre des prestations.

L'obligation au titre des prestations définies correspond à la meilleure estimation de la mortalité des participants au régime durant et après leur emploi. L'hypothèse relative à la mortalité repose sur une table de mortalité standard ajustée en fonction des données réelles des cinq dernières années.

Afin de calculer le coût prévu des avantages complémentaires de retraite, il a été présumé pour 2017 que le coût pour les soins de santé couverts augmenterait annuellement de 6,50 % par personne (6,50 % en 2016). Ce taux de croissance demeurera stable jusqu'en 2019 et diminuera ensuite de 0,5 % par an pour s'établir à 5,0 % d'ici 2022 et se maintenir à ce niveau par la suite.

Les hypothèses portant sur les taux d'actualisation et les tendances des coûts des soins de santé peuvent avoir une incidence marquée sur les montants présentés à l'égard des obligations au titre de prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite de la Société au Canada. Une variation de ces hypothèses aurait les effets suivants :

	Prestations de retraite	
(en millions de dollars)	Hausse	Baisse
Variation de 1 % du taux d'actualisation		
Incidence sur le total des coûts des services et du coût financier	(19)	24
Incidence sur les obligations au titre des prestations	(859)	1 107

	Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	Hausse	Baisse
Variation de 1 % du taux d'actualisation		
Incidence sur les obligations au titre des prestations	(72)	89
Variation de 1 % des coûts des soins de santé		
Incidence sur le total des coûts des services et du coût financier	1	(1)
Incidence sur les obligations au titre des prestations	30	(25)

Actifs et objectifs de placement des régimes

L'objectif de placement à long terme de la Société est de garantir les prestations définies, tout en gérant la variabilité et le montant de ses cotisations. Le portefeuille est rééquilibré périodiquement, au besoin, et sa composition en titres à revenu fixe ne doit en aucun temps dépasser 44 %. Les actifs des régimes se limitent à ceux qui sont permis par la loi, le cas échéant. Les placements sont effectués par l'intermédiaire de caisses en gestion commune, de fonds communs de placement, de caisses en gestion distincte ou de fonds négociés en bourse.

Aux 31 décembre, la répartition moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la Société, en fonction des cours du marché, s'établissait comme suit :

(en pourcentage)	2017	2016
Titres de capitaux propres, composés de :		
– Actions canadiennes	**18**	19
– Actions américaines	**19**	23
– Actions étrangères	**19**	17
	56	59
Titres à revenu fixe, composés de :		
– Titres canadiens	**39**	39
Titres du secteur de l'immobilier, composés de :		
– Titres canadiens	**5**	2
Total	**100**	100

Les titres de capitaux propres ne comprennent aucun placement direct dans des actions de Suncor. La juste valeur des titres de capitaux propres et des obligations est établie en fonction du cours du fonds sous-jacent. La juste valeur des placements immobiliers est fondée sur des évaluations faites par des tiers indépendants.

Au cours de l'exercice, la Société a versé des cotisations en trésorerie de 160 M$ dans ses régimes de retraite à prestations définies, dont une tranche de 3 M$ a été affectée au compte de réserve de solvabilité en Alberta. La Société prévoit verser des cotisations en trésorerie de 174 M$ dans ses régimes de retraite à prestations définies en 2018.

25. PROVISIONS

(en millions de dollars)	Démantèlement et remise en état[1)]	Redevances	Autres[2)]	Total
31 décembre 2015	5 505	323	280	6 108
Passifs engagés	279	93	53	425
Modification du taux d'actualisation	532	—	—	532
Modification des estimations	(824)	(79)	11	(892)
Passifs réglés	(269)	(30)	(68)	(367)
Désactualisation	269	—	—	269
Acquisition d'actifs	1 356	—	—	1 356
Incidence des taux de change	(98)	—	(1)	(99)
Montant reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (notes 36 et 37)	(4)	—	(5)	(9)
31 décembre 2016	6 746	307	270	7 323
Moins la tranche courante	(403)	(307)	(71)	(781)
	6 343	—	199	6 542
31 décembre 2016	6 746	307	270	7 323
Passifs engagés	**494**	**29**	**34**	**557**
Modification du taux d'actualisation	**255**	**—**	**—**	**255**
Modification des estimations	**92**	**(89)**	**(6)**	**(3)**
Passifs réglés	**(353)**	**(7)**	**(42)**	**(402)**
Désactualisation	**247**	**—**	**—**	**247**
Acquisition d'actifs	**5**	**—**	**—**	**5**
Incidence des taux de change	**(21)**	**—**	**(2)**	**(23)**
31 décembre 2017	**7 465**	**240**	**254**	**7 959**
Moins la tranche courante	**(434)**	**(240)**	**(48)**	**(722)**
	7 031	**—**	**206**	**7 237**

1) Représente les provisions pour démantèlement et remise en état associées à la mise hors service d'immobilisations corporelles et d'actifs de prospection et d'évaluation. Les flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations au 31 décembre 2017 totalisaient environ 12,2 G$ (11,7 G$ au 31 décembre 2016). Un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit moyen pondéré de 3,70 % a été utilisé pour actualiser la provision constatée au 31 décembre 2017 (3,90 % au 31 décembre 2016). Le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé tient compte de la durée prévue des provisions. Les paiements en vue de régler les provisions pour démantèlement et remise en état sont effectués de façon continue et se poursuivront pendant la durée de vie des actifs d'exploitation, qui peut dépasser 50 ans.

2) Comprend les provisions pour poursuites, les provisions environnementales et les provisions relatives aux incitatifs à la location.

Analyse de sensibilité

L'incidence sur les passifs liés au démantèlement et à la remise en état d'éventuelles variations du taux d'actualisation se présente comme suit :

31 décembre	2017	2016
Augmentation de 1 %	**(1 218)**	(1 036)
Diminution de 1 %	**1 758**	1 506

26. CAPITAL-ACTIONS

Autorisé

Actions ordinaires

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Actions privilégiées

La Société est autorisée à émettre, en séries, un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et subordonnées sans valeur nominale.

Émission d'actions

Le 22 juin 2016, la Société a émis 82,2 millions d'actions ordinaires au prix de 35,00 $ chacune. Le produit brut de l'émission s'est élevé à environ 2,878 G$ (2,782 G$, après déduction des frais).

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 26 avril 2017, la Société a annoncé son intention de lancer une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2017 ») afin de racheter des actions, par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2017, la Société peut racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 2,0 G$ entre le 2 mai 2017 et le 1er mai 2018.

Le tableau suivant présente les rachats d'actions au cours de la période :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2017	2016
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	**33 154**	—
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	**536**	—
Résultats non distribués	**877**	—
Coût des rachats d'actions	**1 413**	—
Prix de rachat moyen par action	**42,61**	—

Dans le cadre d'une convention de rachat automatique conclue avec un courtier indépendant, la Société a comptabilisé le passif suivant pour les rachats d'actions qui pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction de négociation de titres à l'interne.

(en millions de dollars)	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	**97**	—
Résultats non distribués	**180**	—
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	**277**	—

27. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Charge de rémunération fondée sur des actions

Le poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » des états consolidés du résultat global reflète les montants suivants au titre de la rémunération fondée sur des actions :

(en millions de dollars)	2017	2016
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	**48**	48
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	**334**	395
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	**382**	443

Passif comptabilisé au titre de la rémunération fondée sur des actions

Les postes « Dettes et charges à payer » et « Autres passifs non courants » dans les états consolidés de la situation financière reflètent les justes valeurs suivantes des régimes de la Société dont les paiements sont réglés en trésorerie :

(en millions de dollars)	2017	2016
Passif courant	**344**	359
Passif non courant (note 23)	**361**	364
Total du passif	**705**	723

Au 31 décembre 2017, la valeur intrinsèque des attributions pour lesquelles les droits étaient acquis s'établissait à 399 M$ (406 M$ au 31 décembre 2016).

Régimes d'options sur actions

Suncor attribue des options sur actions en guise de rémunération incitative et pour la rétention du personnel.

a) Régime d'options sur actions en vigueur

Les options sur actions octroyées par la Société à partir du 1er août 2010 confèrent à leur porteur le droit d'acheter des actions ordinaires à un prix correspondant au cours des actions à la date d'attribution, sous réserve de la satisfaction des conditions d'acquisition. Ce régime succède au régime d'options sur actions en place avant la fusion des anciennes sociétés Petro-Canada et Suncor. Les options attribuées ont une durée de sept ans et sont comptabilisées comme des attributions dont le paiement est réglé en instruments de capitaux propres. Les droits qui se rattachent à ces options sont acquis sur trois ans, à raison d'une portion par an.

La juste valeur moyenne pondérée des options attribuées au cours de la période et les hypothèses moyennes pondérées utilisées dans le calcul sont les suivantes :

	2017	2016
Dividende annuel par action	**1,28 $**	1,16 $
Taux d'intérêt sans risque	**1,09 %**	0,55 %
Durée prévue	**5 ans**	5 ans
Volatilité prévue	**25 %**	28 %
Juste valeur moyenne pondérée par option	**6,42 $**	4,60 $

La durée prévue est fondée sur les données historiques relatives à l'exercice des options et sur les prévisions actuelles. La volatilité prévue tient compte de la volatilité historique du prix des actions ordinaires de Suncor sur une période similaire à la durée des options et est représentative des tendances futures.

b) Régimes d'options sur actions abolis

Options sur actions à l'intention des dirigeants et des contributeurs clés

Les options attribuées aux termes de ces régimes ont généralement une échéance de 7 à 10 ans, et la période d'acquisition des droits est de trois ans. Ces régimes étaient en place avant le 1er août 2009, au moment de la fusion entre Petro-Canada et

Suncor. Les options sont comptabilisées comme des attributions dont le paiement est réglé en instruments de capitaux propres.

Options sur actions de Suncor Énergie Inc. avec une composante de droits à la plus-value

Les options attribuées entre le 1er août 2009 et le 31 juillet 2010 ont une durée de sept ans, et les droits qui s'y rattachent sont acquis sur trois ans, à raison d'une portion par an. Chaque option incluait une composante de droits à la plus-value conférant à son détenteur le droit de recevoir un paiement en trésorerie équivalant à l'excédent du cours de marché des actions ordinaires de Suncor à la date d'exercice sur le prix d'exercice de l'option. Ces attributions sont comptabilisées comme des paiements réglés en trésorerie. Toutes les options attribuées aux termes de ce régime étaient échues au 31 décembre 2017.

Options sur actions de l'ancienne société Petro-Canada comprenant une méthode de versement en trésorerie

Les options étaient attribuées aux dirigeants et aux salariés clés avant le 1er août 2009 et pouvaient être exercées en échange d'actions ordinaires ou d'un paiement en trésorerie. Les options attribuées ont une durée de sept ans et sont comptabilisées comme des attributions dont le paiement est réglé en trésorerie, et les droits qui s'y rattachent sont acquis sur des périodes d'au plus quatre ans. Toutes les options attribuées aux termes de ce régime étaient échues au 31 décembre 2016.

L'activité liée aux régimes d'options sur actions de Suncor se présente comme suit :

	2017		2016	
	Nombre (en milliers)	**Prix d'exercice moyen pondéré ($)**	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré ($)
Options en cours au début de l'exercice	**31 442**	**35,98**	29 090	36,97
Options attribuées	**7 401**	**42,04**	8 145	30,26
Options exercées contre paiement en trésorerie	**(6)**	**32,00**	(1 441)	30,39
Options exercées contre des actions ordinaires	**(6 223)**	**36,65**	(3 983)	33,36
Options frappées d'extinction/échues	**(1 504)**	**42,21**	(369)	38,12
Options en cours à la clôture de l'exercice	**31 110**	**36,96**	31 442	35,98
Options pouvant être exercées à la clôture de l'exercice	**17 363**	**36,53**	17 821	37,74

Comme des options sont exercées régulièrement tout au long de l'exercice, le cours moyen pondéré de l'action pour l'exercice, soit 41,09 $ (36,23 $ en 2016), est représentatif du cours moyen pondéré de l'action à la date d'exercice.

Les fourchettes de prix d'exercice et les durées contractuelles résiduelles moyennes pondérées des options en cours au 31 décembre 2017 sont présentées ci-après :

	Options en cours			Exerçables	
Prix d'exercice ($)	Nombre (en milliers)	Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré ($)	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré ($)
24,50 à 34,99	**11 466**	4	31,32	**6 714**	32,07
35,00 à 39,99	**9 987**	4	37,72	**8 006**	37,44
40,00 à 44,99	**8 347**	5	41,99	**1 333**	41,70
45,00 à 49,99	**1 197**	0	47,52	**1 197**	47,52
50,00 à 69,97	**113**	0	59,54	**113**	59,54
Total	**31 110**	4	36,96	**17 363**	36,53

Le tableau ci-dessous présente le nombre d'actions ordinaires dont l'émission a été autorisée par le conseil d'administration et à l'égard desquelles des options peuvent être attribuées à l'avenir.

(en milliers)	2017	2016
	28 972	10 937

Régimes d'unités d'actions

Suncor attribue des options sur actions en guise de rémunération incitative et pour la rétention du personnel. Les régimes d'unités d'actions de la Société sont comptabilisés comme des régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie.

a) Unités d'actions fondées sur le rendement (« UAFR »)

Les unités d'actions fondées sur le rendement (« UAFR ») reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement en trésorerie (de 0 % à 200 % du cours de l'action de la Société au moment de l'acquisition des droits) en fonction du rendement total pour les actionnaires de Suncor (augmentation du cours de l'action + dividende) par rapport au rendement des actions d'un groupe de sociétés comparables. Les UAFR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

b) Unités d'actions restreintes (« UAR »)

Les unités d'actions restreintes (« UAR ») reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement au comptant calculé selon une moyenne du cours de l'action de la Société jusqu'à l'acquisition des droits. Les UAR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

c) Unités d'actions différées (« UAD »)

Les unités d'actions différées (« UAD ») peuvent être échangées contre un paiement en trésorerie ou des actions ordinaires au cours d'une période déterminée suivant la cessation de l'emploi ou le départ du conseil d'administration. Le régime d'UAD n'est offert qu'aux dirigeants et membres du conseil d'administration. Les membres du conseil d'administration reçoivent une attribution annuelle d'UAD à titre de rémunération et ils peuvent choisir de recevoir leurs jetons de présence sous forme d'un seul paiement en trésorerie ou d'en recevoir la moitié ou la totalité sous forme d'UAD. Les dirigeants peuvent choisir de recevoir leur prime de rendement annuelle sous forme d'un seul paiement en trésorerie ou d'en recevoir une tranche de 25 %, de 50 %, de 75 % ou de 100 % sous forme d'UAD.

L'activité liée aux régimes d'unités d'actions de Suncor se présente comme suit :

(en milliers)	UAFR	UAR	UAD
Unités en cours au 31 décembre 2015	2 465	19 104	1 072
Unités attribuées	1 683	6 194	186
Unités rachetées contre trésorerie	(1 714)	(6 649)	(40)
Unités frappées d'extinction/échues	(21)	(491)	—
Unités en cours au 31 décembre 2016	2 413	18 158	1 218
Unités attribuées	**1 570**	**5 009**	**202**
Unités rachetées contre trésorerie	**(1 663)**	**(6 354)**	**(118)**
Unités frappées d'extinction/échues	**(53)**	**(741)**	**—**
Unités en cours au 31 décembre 2017	**2 267**	**16 072**	**1 302**

Droits à la plus-value des actions (« DPV »)

Les droits à la plus-value des actions (« DPV ») permettent au porteur de recevoir un paiement en trésorerie correspondant à l'écart entre le prix d'exercice établi et le cours des actions ordinaires de la Société à la date d'exercice. Ils sont comptabilisés comme des attributions dont les paiements sont réglés en trésorerie.

a) DPV de Suncor Énergie Inc.

Ces DPV ont une durée de sept ans et sont acquis sur trois ans, à raison d'une portion par an.

b) DPV de l'ancienne société Petro-Canada

Ce régime a été aboli le 1er août 2009. Ces DPV ont une durée de sept ans et sont acquis sur quatre ans, à raison d'une portion par an. Tous les DPV attribués aux termes de ce régime étaient échus au 31 décembre 2016.

L'activité liée aux régimes de DPV de Suncor se présente comme suit :

	2017		2016	
	Nombre (en milliers)	**Prix d'exercice moyen pondéré ($)**	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré ($)
DPV en cours au début de l'exercice	**485**	**34,90**	957	27,98
DPV attribués	**107**	**42,05**	142	30,23
DPV exercés	**(176)**	**35,59**	(610)	23,07
DPV frappés d'extinction/échus	**(29)**	**37,32**	(4)	19,44
DPV en cours à la clôture de l'exercice	**387**	**36,38**	485	34,90
DPV pouvant être exercés à la clôture de l'exercice	**162**	**35,39**	240	36,29

28. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

Les instruments financiers de la Société sont composés de la trésorerie et de ses équivalents, des créances, des contrats dérivés, de la quasi-totalité des dettes et charges à payer, de la dette et d'une partie des autres actifs et des autres passifs non courants.

Instruments financiers non dérivés

La juste valeur de la trésorerie et de ses équivalents, des créances, de la dette à court terme et des dettes et charges à payer se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments.

La dette à long terme et les passifs financiers non courants de la Société sont comptabilisés au coût amorti selon la méthode des intérêts effectifs. Au 31 décembre 2017, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 12,1 G$ (15,1 G$ au 31 décembre 2016) et la juste valeur, à 14,7 G$ (17,5 G$ au 31 décembre 2016). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché, qui sont considérés comme étant des données d'évaluation de la juste valeur de niveau 2.

Suncor a conclu un partenariat avec la Première Nation de Fort McKay (« FMFN ») et la Première Nation crie Mikisew (« MCFN »), aux termes duquel FMFN et MCFN ont acquis une participation cumulée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est. Le passif au titre du partenariat est comptabilisé au coût amorti selon la méthode des intérêts effectifs. Au 31 décembre 2017, la valeur comptable de ce passif s'établissait à 483 M$ (note 38).

Instruments financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

- Instruments dérivés liés à la négociation de l'énergie – Le groupe Négociation de l'énergie de la Société a recours à des contrats dérivés d'énergie (livraison physique et contrats financiers), y compris des swaps, des contrats à terme et des options, pour tirer des produits des activités de négociation.
- Instruments dérivés liés à la gestion des risques – La Société conclut périodiquement des contrats dérivés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt, du cours des marchandises et des taux de change. Ces contrats font partie du programme global de gestion des risques de la Société.

Les variations de la juste valeur des instruments dérivés non désignés de négociation de l'énergie et de gestion des risques sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2015	(18)	20	2
Règlements en trésorerie – montant versé (reçu) au cours de l'exercice	29	(13)	16
Pertes latentes comptabilisées en résultat net au cours de l'exercice (note 9)	(47)	(25)	(72)
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2016	(36)	(18)	(54)
Règlements en trésorerie – montant (reçu) versé au cours de l'exercice	**(12)**	**17**	**5**
Pertes latentes comptabilisées en résultat net au cours de l'exercice (note 9)	**(37)**	**(19)**	**(56)**
Juste de valeur des contrats en cours au 31 décembre 2017	**(85)**	**(20)**	**(105)**

b) Hiérarchie des justes valeurs

Pour estimer la juste valeur des dérivés, la Société se fonde sur les cours du marché, lorsqu'ils sont disponibles, ou sur des modèles de tiers ou des méthodes d'évaluation qui reposent sur des données de marché observables. En plus des données du marché, la Société tient compte des détails de transaction précis que les intervenants du marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, notamment l'incidence des risques non liés au rendement. Cependant, ces estimations n'indiquent pas nécessairement les montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une véritable opération sur le marché. La Société classe les données utilisées pour déterminer les justes valeurs en recourant à une hiérarchie qui établit leur priorité à partir de la mesure dans laquelle elles sont observables sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs sont les suivants :

- Niveau 1 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir d'un prix coté non ajusté sur un marché actif pour des actifs ou des passifs identiques. Un marché actif se caractérise par des prix cotés aisément et régulièrement disponibles qui représentent des transactions réelles et régulièrement conclues sur le marché afin d'assurer la liquidité.
- Niveau 2 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix cotés sur un marché inactif, de prix dont les données d'entrée sont observables ou de prix dont les données sont négligeables et non observables. La juste valeur de ces positions est déterminée à partir de données observables des bourses, de services d'évaluation, de cours cotés par des courtiers tiers indépendants et des droits de transport publiés. Les données observables peuvent être ajustées au moyen de certaines méthodes, dont l'extrapolation sur la durée du prix coté et les prix cotés pour des actifs et des passifs comparables.
- Niveau 3 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix selon des données non observables importantes. Au 31 décembre 2017, la Société n'a pas d'instruments dérivés évalués à la juste valeur de niveau 3.

Lorsqu'elle établit ses estimations, la Société utilise les données les plus observables aux fins d'évaluation. Si l'évaluation de la juste valeur repose sur des données correspondant à différents niveaux hiérarchiques, l'évaluation est classée selon le plus bas niveau correspondant à des données qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs liés aux instruments financiers dérivés de la Société et les actifs disponibles à la vente évalués à la juste valeur aux 31 décembre 2017 et 2016, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	46	109	—	155
Dettes	(100)	(109)	—	(209)
Solde au 31 décembre 2016	(54)	—	—	(54)
Créances	**21**	**53**	**—**	**74**
Dettes	**(74)**	**(105)**	**—**	**(179)**
Solde au 31 décembre 2017	**(53)**	**(52)**	**—**	**(105)**

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

La Société a conclu des accords lui permettant d'effectuer des compensations des instruments financiers dérivés et des créances (dettes), lesquels sont présentés au montant net à l'état de la situation financière. Le tableau ci-dessous présente ces actifs et passifs aux 31 décembre 2017 et 2016.

Actifs financiers

(en millions de dollars)	Actifs bruts	Compensation des passifs bruts	Montants nets présentés
Instruments dérivés	1 765	(1 610)	155
Créances	2 058	(946)	1 112
Solde au 31 décembre 2016	3 823	(2 556)	1 267
Instruments dérivés	**1 126**	**(1 052)**	**74**
Créances	**2 405**	**(1 252)**	**1 153**
Solde au 31 décembre 2017	**3 531**	**(2 304)**	**1 227**

Passifs financiers

(en millions de dollars)	Passifs bruts	Compensation des actifs bruts	Montants nets présentés
Instruments dérivés	(1 819)	1 610	(209)
Dettes	(1 975)	946	(1 029)
Solde au 31 décembre 2016	(3 794)	2 556	(1 238)
Instruments dérivés	**(1 231)**	**1 052**	**(179)**
Dettes	**(2 270)**	**1 252**	**(1 018)**
Solde au 31 décembre 2017	**(3 501)**	**2 304**	**(1 197)**

Gestion des risques

La Société est exposée à un certain nombre de risques liés aux instruments financiers. Ces facteurs de risque comprennent les risques de marché, y compris le risque lié au prix des marchandises, le risque de change et le risque de taux d'intérêt, ainsi que le risque de liquidité et le risque de crédit.

La Société applique des procédures de gouvernance formelles pour la gestion des risques financiers. Le comité de gestion du risque lié au prix des marchandises est responsable de la surveillance de la gestion par la Société des risques liés à la négociation et des risques de crédit. Les activités de négociation s'entendent des activités ayant pour but de gérer le risque lié aux prix indéterminés de certains volumes en transit ou en stockage, d'améliorer l'exploitation de la Société et d'accroître sa rentabilité grâce à la connaissance des tendances du marché, à la diversification du marché, à des économies d'échelle, à

un meilleur accès au transport et à l'effet de levier des actifs, qu'ils soient physiques ou contractuels. Relevant du conseil d'administration de la Société, le comité de gestion du risque lié au prix des marchandises se réunit régulièrement pour examiner les expositions au risque, s'assurer du respect des politiques et valider les méthodes et les procédures de gestion du risque.

La nature des risques auxquels est exposée la Société et ses politiques de gestion de ces risques n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2016.

1) Risque de marché

Le risque de marché s'entend du risque ou de l'incertitude découlant des fluctuations des prix du marché et de leur incidence sur le rendement futur des activités. Les fluctuations des prix du marché qui pourraient affecter défavorablement la valeur des actifs et des passifs financiers de la Société, ainsi que ses flux de trésorerie futurs prévus, se rapportent au risque lié au prix des marchandises, au risque de change et au risque de taux d'intérêt.

a) Risque lié au prix des marchandises

La performance financière de Suncor est étroitement liée aux prix du pétrole brut (y compris les écarts de prix entre différents types de produits) et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel et des produits raffinés. La Société peut réduire son exposition au risque lié au prix des marchandises au moyen d'un certain nombre de stratégies, notamment la conclusion de contrats d'option pour limiter l'exposition aux fluctuations du cours du pétrole brut pendant le transport.

Au 31 décembre 2017, une augmentation du prix du baril de pétrole brut de 10,00 $ US le baril résulterait en une diminution du résultat avant impôt au titre des instruments financiers dérivés en cours de la Société d'environ 196 M$ (112 M$ en 2016).

b) Risque de change

La Société est exposée au risque de change en ce qui a trait aux produits des activités ordinaires, aux dépenses en immobilisations ou aux instruments financiers qui sont libellés dans une monnaie autre que le dollar canadien, monnaie fonctionnelle de la Société. Comme le prix du pétrole brut est établi en dollars américains, les fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien peuvent avoir un effet important sur les produits des activités ordinaires de la Société. L'exposition de la Société est contrebalancée en partie par l'émission de titres d'emprunt libellés en dollars US. Au 31 décembre 2017, un raffermissement de 1 % du dollar canadien par rapport au dollar américain se serait traduit par une augmentation d'environ 142 M$ du résultat compte tenu de la dette de la Société (129 M$ en 2016).

c) Risque de taux d'intérêt

La Société est exposée au risque de taux d'intérêt, puisque les fluctuations des taux d'intérêt peuvent influer sur les flux de trésorerie futurs et les justes valeurs des instruments financiers. L'exposition de la Société à ce risque est principalement liée au crédit renouvelable de papier commercial et aux émissions futures de titres d'emprunt.

Pour gérer le risque lié à la volatilité des taux d'intérêt auquel elle est exposée, la Société peut conclure périodiquement des swaps de taux d'intérêt afin de fixer le taux d'intérêt sur ses émissions futures de titres d'emprunt. Au 31 décembre 2017, la Société n'avait aucun swap différé en cours, car toutes les positions avaient été réglées au cours de l'exercice. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur le total de la dette pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 était de 5,7 % (6,2 % en 2016).

Le résultat net de la Société est sensible à la fluctuation des taux d'intérêt de la tranche à intérêt variable de la dette, fluctuation compensée par les soldes en trésorerie. Dans la mesure où la charge d'intérêts n'est pas capitalisée, si les taux d'intérêt applicables aux instruments à taux variable avaient augmenté de 1 %, le résultat avant impôt de la Société aurait augmenté d'environ 6 M$ (17 M$ en 2016), en supposant que le montant de la dette et la proportion taux fixe/taux variable demeurent inchangés au 31 décembre 2017 et que le solde de trésorerie de la Société, qui est investi régulièrement dans des instruments financiers à court terme, excède le solde de la dette à taux variable. La dette à taux variable représentait 14,9 % du total de l'encours de la dette au 31 décembre 2017 (7,8 % en 2016).

2) Risque de liquidité

Le risque de liquidité s'entend du risque que Suncor ne soit pas en mesure de respecter ses obligations financières lorsque les montants seront exigibles. La Société réduit ce risque en prévoyant ses dépenses ainsi que ses flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et en maintenant des liquidités suffisantes, des facilités de crédit et des prospectus préalables de base visant l'émission de titres d'emprunt afin de couvrir ses dépenses. Au 31 décembre 2017, la trésorerie et les équivalents de Suncor ainsi que le total des facilités de crédit s'établissaient respectivement à 2,7 G$ et à 8,2 G$. Un montant de 4,7 G$ était disponible sur les facilités de crédit de 8,2 G$ de Suncor au 31 décembre 2017. De plus, Suncor dispose d'une capacité inutilisée de 2,0 G$ aux termes d'un prospectus préalable de base visant l'émission de titres d'emprunt au Canada et d'une

capacité inutilisée de 2,25 G$ US aux termes d'un prospectus préalable de base visant l'émission de titres d'emprunt aux États-Unis.

La trésorerie excédentaire est investie dans une gamme de titres du marché monétaire à court terme. La Société ne peut investir que dans des titres d'État ou de sociétés de qualité supérieure. La diversification de ces placements est gérée par le maintien de limites de crédit attribuées aux contreparties.

Le tableau suivant présente le calendrier des sorties de fonds se rapportant aux dettes fournisseurs et autres charges à payer et à la dette.

	31 décembre 2016		
(en millions de dollars)	Dettes fournisseurs et autres charges à payer[1)]	Passifs dérivés bruts[2)]	Dette[3)]
Moins d'un an	5 379	1 819	2 325
De 1 an à 3 ans	28	—	5 238
De 3 à 5 ans	14	—	3 031
Plus de 5 ans	43	—	19 934
	5 464	1 819	30 528

	31 décembre 2017		
(en millions de dollars)	**Dettes fournisseurs et autres charges à payer[1)]**	**Passifs dérivés bruts[2)]**	**Dette[3)]**
Moins d'un an	**6 024**	**1 231**	**3 027**
De 1 an à 3 ans	**38**	**—**	**1 949**
De 3 à 5 ans	**38**	**—**	**3 184**
Plus de 5 ans	**—**	**—**	**20 160**
	6 100	**1 231**	**28 320**

1) Les dettes fournisseurs et autres charges à payer excluent des passifs dérivés nets de 179 M$ (209 M$ en 2016).

2) Les passifs dérivés bruts de 1 231 M$ (1 819 M$ en 2016) sont compensés par des actifs dérivés bruts de 1 052 M$ (1 610 M$ en 2016), pour un montant net de 179 M$ (209 M$ en 2016).

3) La dette comprend la dette à court terme, la dette à long terme, les contrats de location-financement et les paiements d'intérêts sur la dette à taux fixe et le papier commercial.

3) Risque de crédit

Le risque de crédit s'entend de la possibilité qu'un client ou qu'une contrepartie ne réussisse pas à s'acquitter d'une obligation ou à payer des montants exigibles et fasse ainsi subir une perte financière à l'autre partie. La Société a adopté une politique de crédit qui vise à établir, à l'échelle de la Société, une norme de pratique pour mesurer et surveiller le risque de crédit. La politique indique la délégation de pouvoirs, les procédures de contrôle préalable exigées pour approuver un nouveau client ou une nouvelle contrepartie et le montant maximal d'exposition au risque de crédit par entité. Avant de commencer à faire des affaires avec un nouveau client ou une nouvelle contrepartie, la solvabilité de ce dernier est évaluée, et une notation ainsi qu'une limite de crédit maximale lui sont attribuées. Le processus d'évaluation présenté dans la politique de crédit tient compte de facteurs quantitatifs et qualitatifs. La Société surveille de façon continue le risque lié à un client ou à une contrepartie, ainsi que sa situation financière. Si l'on considère qu'un client ou qu'une contrepartie est devenu moins solide sur le plan financier, la Société s'efforcera de réduire le risque de crédit et d'abaisser la limite de crédit attribuée. Des rapports sont produits de façon régulière pour surveiller le risque de crédit, et le comité de crédit se réunit tous les trimestres pour veiller au respect de la politique de crédit et passer les risques en revue.

Les créances de la Société se rapportent pour une bonne part à des clients du secteur pétrolier et gazier et sont assujetties au risque de crédit normal de l'industrie. Au 31 décembre 2017, la quasi-totalité des créances clients de la Société venait à échéance dans moins d'un an.

La Société peut subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés ne sont pas en mesure de respecter les conditions des contrats. Le risque auquel est exposée la Société se limite aux contreparties qui doivent des montants à la Société au titre de contrats d'instruments dérivés à la date de clôture. Au 31 décembre 2017, le risque auquel était exposée la Société se chiffrait à 1 126 M$ (1 765 M$ au 31 décembre 2016).

29. POLITIQUES FINANCIÈRES SUR LA STRUCTURE DU CAPITAL

La principale stratégie de la Société concernant la gestion du capital consiste à maintenir une situation financière prudente qui contribue à un profil de notation de qualité supérieure. La Société a ainsi une grande souplesse sur le plan financier et elle a accès aux capitaux dont elle a besoin pour atteindre ses objectifs de croissance.

La Société surveille principalement le capital au moyen des ratios suivants : le ratio de la dette nette par rapport aux fonds provenant de l'exploitation[1)] et le ratio de la dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres.

Le ratio de la dette nette par rapport aux fonds provenant de l'exploitation est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme totale diminuée de la trésorerie et de ses équivalents, divisée par les fonds provenant de l'exploitation de l'exercice.

Le ratio de la dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme totale, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme totale et des capitaux propres. Ce ratio, qui constitue un engagement financier aux termes de diverses ententes bancaires et d'emprunt de la Société, ne peut excéder 65 %.

Les engagements financiers de la Société sont passés en revue régulièrement, et des contrôles sont en place pour en assurer la conformité. Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, la Société a respecté ses engagements financiers. Les mesures financières de la Société, présentées dans le tableau suivant, n'ont pas changé par rapport à celles de 2016. La Société estime que le fait de respecter les objectifs en matière de capital l'aide à accéder à des capitaux à un coût raisonnable grâce à une notation de qualité supérieure. La Société exerce ses activités dans un contexte commercial changeant, et les ratios peuvent périodiquement dépasser les cibles de la direction. Dans un tel contexte, la Société réduit ses dépenses en immobilisations et cède des actifs non essentiels pour s'assurer que la dette nette se situe dans la fourchette ciblée par la direction.

(en millions de dollars)	Mesures ciblées pour le capital	**31 déc. 2017**	31 déc. 2016
Composants des ratios			
Dette à court terme		**2 136**	1 273
Tranche courante de la dette à long terme		**71**	54
Dette à long terme		**13 372**	16 103
Dette totale		**15 579**	17 430
Moins la trésorerie et les équivalents		**2 672**	3 016
Dette nette		**12 907**	14 414
Capitaux propres		**45 383**	44 630
Total des capitaux permanents (dette totale majorée des capitaux propres)		**60 962**	62 060
Fonds provenant de l'exploitation[1)]		**9 139**	5 988
Dette nette par rapport aux fonds provenant de l'exploitation	<3,0 fois	**1,4**	2,4
Dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres		**26 %**	28 %

1) Les fonds provenant de l'exploitation correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie. Cette mesure est une mesure financière hors PCGR.

30. PARTENARIATS

Entreprises communes

Les entreprises communes importantes de la Société au 31 décembre sont les suivantes :

Entreprises communes importantes	Activité principale	Pays de constitution et établissement principal	Participation en pourcentage 2017	Participation en pourcentage 2016
Sables pétrolifères				
Exploitées par Suncor :				
Fort Hills Energy Limited Partnership	Mise en valeur des sables pétrolifères	Canada	53,06	50,80
Non exploitées par Suncor :				
Syncrude	Mise en valeur des sables pétrolifères	Canada	53,74	53,74
Exploration et production				
Exploitées par Suncor :				
Terra Nova	Production de pétrole et de gaz	Canada	37,68	37,68
Non exploitées par Suncor :				
White Rose et les projets d'extension de White Rose	Production de pétrole et de gaz	Canada	26,13-27,50	26,13-27,50
Hibernia et unité d'extension sud d'Hibernia	Production de pétrole et de gaz	Canada	19,19-20,00	19,13-20,00
Hebron	Production de pétrole et de gaz	Canada	21,03	21,03
Harouge Oil Operations	Production de pétrole et de gaz	Libye	49,00	49,00
Buzzard	Production de pétrole et de gaz	Royaume-Uni	29,89	29,89
Projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle	Production de pétrole et de gaz	Royaume-Uni	26,69	26,69
Projet Rosebank dans la mer du Nord	Production de pétrole et de gaz	Royaume-Uni	30,00	30,00
Oda	Production de pétrole et de gaz	Norvège	30,00	30,00

Coentreprises et entreprises associées

La Société ne détient pas de participations dans des coentreprises ou des entreprises associées qui, prises individuellement, sont considérées comme importantes. Le tableau ci-dessous présente un sommaire de l'information financière globale des coentreprises et entreprises associées, qui font toutes partie du secteur Raffinage et commercialisation de la Société :

	Coentreprises		Entreprises associées	
(en millions de dollars)	**2017**	2016	**2017**	2016
Résultat net	**1**	1	**(3)**	(3)
Autres éléments du résultat global	**—**	—	**—**	—
Résultat global	**1**	1	**(3)**	(3)
Valeur comptable au 31 décembre	**51**	45	**89**	93

31. FILIALES

Les filiales importantes, chacune entièrement détenue, directement ou indirectement, par la Société au 31 décembre 2017, sont les suivantes :

Filiales importantes	Activité principale
Activités canadiennes	
Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership	Société de personnes qui détient la plupart des actifs liés aux activités d'exploitation de sables pétrolifères de la Société.
Suncor Energy Ventures Corporation	Filiale qui détient indirectement une participation de 36,74 % dans l'entreprise commune Syncrude auparavant détenue par COS.
Suncor Energy Ventures Partnership	Filiale qui détient une participation de 17 % dans l'entreprise commune Syncrude.
Produits Suncor Énergie, S.E.N.C.	Société de personnes qui détient la quasi-totalité des actifs canadiens de raffinage et de commercialisation de la Société.
Suncor Énergie Marketing Inc.	Filiale par l'entremise de laquelle se fait la commercialisation de la production des activités canadiennes en amont. Cette filiale administre aussi les activités de négociation de l'énergie et d'électricité de Suncor, commercialise certains produits de tiers, s'approvisionne en pétrole brut et en gaz naturel pour ses activités en aval et fournit et commercialise des liquides de gaz naturel et du gaz de pétrole liquéfié pour ses activités en aval.
Activités américaines	
Suncor Energy (U.S.A.) Marketing Inc.	Filiale qui fournit et commercialise le pétrole brut de tiers en plus de fournir la charge d'alimentation en pétrole brut pour les activités de raffinage de la Société.
Suncor Energy (U.S.A.) Inc.	Filiale qui détient des activités de raffinage et de commercialisation de la Société aux États-Unis.
Activités internationales	
Suncor Energy UK Limited	Filiale par l'entremise de laquelle la plupart des activités de la Société sont menées dans la mer du Nord.

Le tableau ne fait pas état des filiales entièrement détenues qui sont des sociétés de portefeuille immédiates des filiales en exploitation. Certains des établissements de la Société à l'étranger sont assujettis à des restrictions sur la vente ou la cession de permis de production, qui nécessitent l'approbation du gouvernement étranger concerné.

32. INFORMATION RELATIVE AUX PARTIES LIÉES

Transactions avec des parties liées

La Société conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités, ce qui comprend les achats de charges d'approvisionnement, la distribution de produits raffinés et la vente de produits raffinés et de sous-produits. Il s'agit de transactions avec des coentreprises et des entités liées dans le cadre des activités du secteur Raffinage et commercialisation de la Société, notamment des sociétés de produits pétrochimiques, de produits raffinés et de pipelines. Un résumé des transactions importantes avec des parties liées aux 31 décembre 2017 et 2016 et pour les exercices clos à ces dates est présenté dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2017	2016
Ventes[1)]	**590**	667
Achats	**223**	152
Créances	**44**	61
Dettes et charges à payer	**28**	42

1) Comprend les ventes de 301 M$ à Parachem Chemicals Inc. (219 M$ en 2016) et de néant à UPI Inc. (226 M$ en 2016). La participation résiduelle de la Société dans UPI Inc. a été vendue au quatrième trimestre de 2016 et cette société n'est donc plus une partie liée. Comprend les ventes à UPI Inc. jusqu'à la date de clôture du 31 octobre 2016.

Rémunération des principaux dirigeants

La rémunération du conseil d'administration et des membres de la haute direction pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2017	2016
Salaires et autres avantages à court terme	**12**	13
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	**5**	5
Rémunération fondée sur des actions	**49**	74
	66	92

33. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

a) Engagements

Les paiements futurs aux termes des engagements de la Société, notamment les contrats de service conclus dans le cadre d'ententes de transport par pipeline et pour la location de diverses installations, stations-service et autres immobilisations corporelles, se présentent comme suit :

	Montants à payer par période						
(en millions de dollars)	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et par la suite	Total
Engagements							
Transport et stockage des produits	1 108	976	983	993	905	9 603	**14 568**
Services d'énergie	199	160	204	141	143	353	**1 200**
Engagements relatifs aux travaux de prospection	—	115	138	157	87	—	**497**
Autres	356	191	190	143	83	406	**1 369**
Contrats de location simple	439	330	291	252	208	687	**2 207**
	2 102	1 772	1 806	1 686	1 426	11 049	**19 841**

Les principaux contrats de location simple ont diverses dates d'échéance jusqu'en 2028. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la charge relative aux contrats de location simple s'est élevée à 400 M$ (699 M$ en 2016).

En plus des engagements figurant dans le tableau ci-dessus, la Société a contracté, dans le cours normal de ses activités, des engagements à l'égard de biens, de services et de matières premières pouvant être résiliés moyennant un court préavis. Ces engagements comprennent des contrats d'achat de marchandises qui sont négociés au prix du marché. De plus, la Société a conclu un engagement relatif à la capacité pipelinière d'une valeur de 8,2 G$ et dont la durée est de 20 ans, laquelle est en attente d'approbation réglementaire. Dans le cas où elle ne parviendrait pas à obtenir d'approbation réglementaire, la Société ne s'est pas engagée à rembourser certains frais au fournisseur de services.

b) Éventualités

Passifs éventuels au titre de poursuites et d'ordre environnemental

La Société est défenderesse ou demanderesse dans un certain nombre de poursuites dans le cours normal des activités. Elle estime que toute obligation découlant de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence significative sur sa situation financière consolidée.

La Société peut également faire face à des passifs environnementaux éventuels, au-delà des obligations liées au démantèlement et à la remise en état (abordées à la note 25). Ces passifs sont évalués individuellement et sont reflétés dans les états financiers consolidés de la Société s'ils sont significatifs et qu'il est plus probable qu'improbable qu'ils soient engagés. Ces passifs relèvent principalement de la réduction de la contamination des sites où la Société exerce ses activités. Quant aux passifs environnementaux éventuels non comptabilisés, la Société estime que les passifs qui pourraient en découler n'auraient pas d'incidence significative sur sa situation financière consolidée.

Les coûts attribuables à ces engagements et éventualités devraient être engagés sur une période prolongée et être financés par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société. Bien qu'il soit actuellement impossible d'en établir l'incidence finale sur le résultat net, elle ne devrait pas être significative.

Risques d'exploitation

La Société est également exposée à certains risques d'exploitation qu'elle réduit en maintenant un programme d'assurance.

La Société a souscrit une assurance contre les dommages matériels et les pertes d'exploitation comportant des limites de protection et des franchises variées en fonction des actifs. Au 31 décembre 2017, le programme d'assurance de Suncor comprenait une protection de 1,3 G$ US pour les risques liés aux sables pétrolifères, de 0,95 G$ US pour les risques liés aux activités extracôtières et de 1,3 G$ US pour les risques liés au raffinage. Ces limites ne comportent aucune franchise ou période d'attente et peuvent être assujetties à certains plafonds de prix et à certains plafonds quotidiens de volume. La Société a également souscrit une assurance sur les biens principaux d'un montant maximal de 400 M$ US, qui ne comporte aucune franchise et qui couvre la totalité de ses immobilisations corporelles. Dans le cours normal de ses activités, Suncor a aussi contracté des instruments d'atténuation des risques d'un montant total de 300 M$ US visant certains établissements à l'étranger.

c) Garanties

Au 31 décembre 2017, la Société fournissait des garanties de prêt à certains concessionnaires des ventes au détail et à des marchands de gros. Le montant maximal pouvant être exigible de la part de Suncor aux termes de ces garanties de prêt est de 125 M$.

La Société a également accepté d'indemniser les porteurs de tous les billets et débentures, de même que les prêteurs de crédit de la Société (note 22) contre les coûts additionnels liés aux retenues d'impôt à la source. Des modalités d'indemnisation similaires s'appliquent aussi à certains baux visant des installations ou du matériel. Il n'y a aucune limite au montant maximal pouvant être exigé en vertu de ces conventions d'indemnisation. La Société n'est pas en mesure de déterminer le montant maximal pouvant être exigible, car la réglementation et la législation gouvernementales sont susceptibles d'être modifiées sans préavis. Aux termes de ces conventions, la Société a l'option de racheter ou de résilier ces contrats si des coûts additionnels sont engagés.

La Société a également garanti sa participation directe dans une coentreprise relativement à des accords de services de transport que celle-ci a conclus avec des tiers. Le montant garanti se limite à la participation de la société dans le partenariat. Au 31 décembre 2017, la probabilité que ces engagements de garantie aient une incidence sur la Société est faible.

34. ACQUISITION DE ROSEBANK

Le 6 octobre 2016, Suncor a acquis une participation de 30 % dans le projet Rosebank, situé dans la mer du Nord, auprès de OMV (U.K.) Limited (« OMV ») moyennant un paiement initial de 50 M$ US à OMV. Advenant que les coentrepreneurs approuvent la décision d'investissement finale du projet Rosebank et que Suncor choisisse d'y participer, Suncor pourrait verser une contrepartie additionnelle pouvant atteindre 165 M$ US. Étant donné que la contrepartie additionnelle est subordonnée à l'approbation par Suncor de la décision d'investissement finale, aucun montant n'a été comptabilisé au 31 décembre 2017.

35. FORT HILLS

Le 21 décembre 2017, les partenaires dans le projet Fort Hills ont réglé leur litige commercial et conclu une entente par laquelle Suncor a acquis une participation supplémentaire de 2,26 % dans le projet, pour une contrepartie de 308 M$. Teck Resources Limited (« Teck ») a également acquis une participation supplémentaire de 0,89 % dans le projet par suite de l'entente. La quote-part de Suncor dans le projet a ainsi été portée à 53,06 % et celle de Teck, à 20,89 %, celle de Total E&P Canada Ltd. (« Total ») étant ramenée à 26,05 %.

La Société a révisé ses hypothèses relatives au projet Fort Hills concernant le prix des marchandises, les dépenses en immobilisations et les charges d'exploitation. Par suite de cette révision, la Société a soumis sa quote-part du projet à un test de dépréciation au 31 décembre 2017. Le test de dépréciation a été réalisé selon la méthode fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie, et aucune perte de valeur n'a été décelée. Une approche fondée sur les flux de trésorerie attendus a été utilisée d'après les données sur les réserves à la fin de l'exercice 2017 et selon les hypothèses retenues dans la planification à long terme revues et approuvées par la direction, notamment les hypothèses suivantes (données d'évaluation de la juste valeur de niveau 3) :

- prix prévu du WCS de 56,40 $/b en 2018, de 63,60 $/b en 2019, de 65,60 $/b en 2020, de 67,50 $/b en 2021, de 71,60 $/b en 2022, de 75,00 $/b en 2023 et les années suivantes, (en dollars réels), ajusté pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement de l'actif et à la qualité propres aux actifs;
- taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 7,25 % (après impôt);
- production d'environ 100 800 b/j, nets pour Suncor, suivant une période d'augmentation sur 12 mois débutant au premier trimestre de 2018;
- charges d'exploitation d'environ 21,95 $/b en moyenne sur la durée du projet (en dollars réels).

Compte tenu des hypothèses ci-dessus, la valeur recouvrable estimée de la participation de la Société dans Fort Hills excède la valeur comptable. La valeur recouvrable est sensible aux variations des principales hypothèses. Toute modification future de ces hypothèses pourrait, à elle seule ou combinée avec d'autres, faire en sorte que la valeur recouvrable soit inférieure à la valeur comptable, ce qui pourrait nécessiter la comptabilisation d'une perte de valeur. Une diminution de 5 % des prix réalisés présumés ferait baisser la valeur recouvrable d'environ 1,1 G$. Une augmentation de 1 % du taux d'actualisation ferait diminuer la valeur recouvrable d'environ 1,6 G$, et une augmentation de 5 % des charges d'exploitation futures estimatives ferait diminuer la valeur recouvrable de 0,5 G$ (les données de l'analyse de sensibilité sont présentées après impôt).

La valeur comptable de la quote-part revenant à la Société dans le projet Fort Hills au 31 décembre 2017 s'établit à 11,8 G$, ce qui comprend les intérêts incorporés à l'actif, les contrats de location-acquisition et les montants attribués au projet lors de la fusion de la Société avec Petro-Canada en 2009.

36. VENTE DES ACTIVITÉS LIÉES AUX LUBRIFIANTS

Le 1er février 2017, la Société a réalisé la vente préalablement annoncée de son entreprise de lubrifiants pour un produit de 1,1 G$, avant les ajustements liés à la clôture et d'autres coûts liés à la clôture. La vente de cette entreprise s'est traduite par un profit après impôt de 354 M$, montant qui comprend une charge d'impôt exigible de 101 M$ et un produit d'impôt différé de 11 M$, comptabilisé dans le secteur Raffinage et commercialisation.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs de l'entreprise de lubrifiants qui étaient détenus en vue de la vente au 31 décembre 2016 :

(en millions de dollars)	
Actif	
Créances	209
Frais payés d'avance	3
Stocks	258
Immobilisations corporelles, montant net	428
Total de l'actif	**898**
Passif	
Dettes et charges à payer	72
Impôt à payer	3
Obligation au titre des prestations de retraite	20
Passif d'impôt différé	71
Total du passif	**166**

37. VENTE DE CEDAR POINT

La Société a vendu sa participation dans le parc éolien de Cedar Point situé dans le sud-ouest de l'Ontario pour un produit de 291 M$, avant les ajustements liés à la clôture et d'autres coûts liés à la clôture, avec prise d'effet le 1er janvier 2017. La cession a donné lieu à un profit après impôt de 83 M$, y compris une charge d'impôt exigible de 29 M$ et un produit d'impôt différé de 15 M$, comptabilisés dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs des activités d'énergie renouvelable qui étaient détenus en vue de la vente au 31 décembre 2016 :

(en millions de dollars)	
Actif	
Créances	23
Immobilisations corporelles, montant net	284
Total de l'actif	**307**
Passif	
Dettes et charges à payer	12
Autres passifs non courants	10
Provisions	9
Total du passif	**31**

38. PARTENARIAT DANS LE PROJET D'AGRANDISSEMENT DU PARC DE STOCKAGE EST

Le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est consiste en des installations de stockage, de mélange et de refroidissement du bitume ainsi que de raccordement aux pipelines de tiers, et il a été mis en service le 14 juillet 2017. Le transport des produits issus de l'entreprise commune Fort Hills sur le marché sera exclusivement assuré par ce projet.
Le 22 novembre 2017, la Société a conclu la cession déjà annoncée d'une participation directe de 49 % dans le Parc de stockage Est à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew pour un produit brut de 503 M$. Suncor a conservé une participation directe de 51 % et demeure l'exploitant des actifs. Les actifs sont détenus par une société en commandite nouvellement créée, qui a une obligation non discrétionnaire de distribuer aux partenaires le montant en

trésorerie résiduel mensuel variable du Parc de stockage Est. Par conséquent, la Société a comptabilisé un passif dans les autres passifs non courants pour refléter la participation de 49 % ne donnant pas le contrôle des tiers. Ainsi, la Société continuera de consolider la totalité des résultats de la société en commandite. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a versé des distributions de 25 M$ aux partenaires, dont 5 M$ ont été attribués à la charge d'intérêts et 20 M$, au principal.

39. COÛTS DES FORAGES D'EXPLORATION INTERROMPUS

(en millions de dollars)	2017	2016
Au début de l'exercice	—	212
Ajouts	—	209
Virements dans les actifs pétrolifères et gaziers	—	(65)
Coûts des forages d'exploration incorporés à l'actif passés en charges	—	(356)
À la clôture de l'exercice	—	—

Aux 31 décembre 2017 et 2016, aucun coût n'était inscrit à l'actif au titre des forages d'exploration interrompus. En 2016, un puits a été viré vers les actifs pétroliers et gaziers, car le projet avait été approuvé, et la valeur comptable des puits qui restent a été ramenée à zéro en raison de l'incertitude entourant les projets de mise en valeur future.

40. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 7 février 2018, Suncor a conclu une entente avec Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») afin d'échanger la totalité des propriétés foncières minières de Suncor dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris la production, et une contrepartie de 52 M$, contre une participation de 37 % dans Canbriam, société gazière privée. La transaction, qui est soumise à l'approbation des organismes de réglementation, devrait se conclure au cours du premier trimestre de 2018.

Le 12 février 2018, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une convention d'achat avec Mocal Energy Limited (« Mocal ») afin d'acquérir la participation de 5 % détenue par Mocal dans l'entreprise commune d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères Syncrude, pour un montant de 730 M$ US (925 M$), sous réserve d'ajustements de clôture. La transaction a pris effet au 1er janvier 2018 et s'est conclue le 23 février 2018. À la clôture de la transaction, la participation de Suncor dans Syncrude a augmenté à 58,74 %.

Le 20 février 2018, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 0,49 % dans le projet Fort Hills pour une contrepartie de 65 M$. La participation supplémentaire est le résultat de l'entente de règlement du litige commercial entre les coentrepreneurs du projet Fort Hills conclue le 21 décembre 2017. Teck a également fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 0,19 % dans le projet. La quote-part revenant à Suncor a été portée à 53,55 % et celle de Teck est passée à 21,08 %, la quote-part de Total ayant été ramenée à 25,37 %. Les participations directes dans le projet Fort Hills pourraient être rajustées, conformément aux modalités de l'entente.

Le 12 février 2018, Suncor a conclu une entente avec Faroe Petroleum afin de faire l'acquisition d'une participation de 17,5 % dans le projet Fenja, en Norvège, pour 54,5 M$ US (68 M$). Ce projet bien défini, qui en est déjà à un stade avancé, est en attente des approbations réglementaires. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au cours du deuxième trimestre de 2018, et elle est assujettie aux conditions de clôture habituelles.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES DONNÉES FINANCIÈRES ET LES DONNÉES D'EXPLOITATION
SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les 31 mars 2017	30 juin 2017	30 sept. 2017	31 déc. 2017	Total de l'exercice 2017	Trimestres clos les 31 mars 2016	30 juin 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2016	Total de l'exercice 2016
Produits des activités ordinaires et autres produits	**7 843**	**7 263**	**8 029**	**9 041**	**32 176**	5 577	5 856	7 394	8 141	26 968
Résultat net										
Sables pétrolifères	**302**	**(277)**	**314**	**670**	**1 009**	(524)	(1 063)	162	276	(1 149)
Exploration et production	**172**	**182**	**161**	**217**	**732**	(34)	26	144	54	190
Raffinage et commercialisation	**829**	**346**	**597**	**886**	**2 658**	241	689	436	524	1 890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**49**	**184**	**217**	**(391)**	**59**	574	(387)	(350)	(323)	(486)
	1 352	**435**	**1 289**	**1 382**	**4 458**	257	(735)	392	531	445
Résultat d'exploitation[A)]										
Sables pétrolifères	**302**	**(277)**	**314**	**615**	**954**	(524)	(1 063)	162	316	(1 109)
Exploration et production	**172**	**182**	**161**	**231**	**746**	(34)	26	(36)	54	10
Raffinage et commercialisation	**475**	**346**	**597**	**746**	**2 164**	241	689	436	524	1 890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(137)**	**(52)**	**(205)**	**(282)**	**(676)**	(183)	(217)	(216)	(258)	(874)
	812	**199**	**867**	**1 310**	**3 188**	(500)	(565)	346	636	(83)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation[A)]										
Sables pétrolifères	**1 109**	**573**	**1 276**	**1 780**	**4 738**	263	(202)	1 236	1 372	2 669
Exploration et production	**481**	**438**	**375**	**431**	**1 725**	261	302	365	385	1 313
Raffinage et commercialisation	**575**	**504**	**827**	**935**	**2 841**	404	885	595	722	2 606
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(141)**	**112**	**(6)**	**(130)**	**(165)**	(246)	(69)	(171)	(114)	(600)
	2 024	**1 627**	**2 472**	**3 016**	**9 139**	682	916	2 025	2 365	5 988
Flux de trésorerie provenant de (affectés aux) activités d'exploitation										
Sables pétrolifères	**1 558**	**1 042**	**416**	**1 271**	**4 287**	(33)	(4)	734	1 589	2 286
Exploration et production	**369**	**708**	**103**	**532**	**1 712**	65	458	309	541	1 373
Raffinage et commercialisation	**474**	**505**	**1 994**	**1 431**	**4 404**	370	1 119	200	1 704	3 393
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(773)**	**(584)**	**399**	**(479)**	**(1 437)**	(354)	(711)	736	(1 043)	(1 372)
	1 628	**1 671**	**2 912**	**2 755**	**8 966**	48	862	1 979	2 791	5 680
Par action ordinaire										
Résultat net de base et dilué	**0,81**	**0,26**	**0,78**	**0,84**	**2,68**	0,17	(0,46)	0,24	0,32	0,28
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires – de base et dilué	**0,81**	**0,26**	**0,78**	**0,84**	**2,68**	0,16	(0,46)	0,24	0,32	0,27
Résultat d'exploitation – de base[A)]	**0,49**	**0,10**	**0,52**	**0,79**	**1,92**	(0,33)	(0,36)	0,21	0,38	(0,05)
Dividendes en trésorerie – de base	**0,32**	**0,32**	**0,32**	**0,32**	**1,28**	0,29	0,29	0,29	0,29	1,16
Fonds provenant de l'exploitation – de base[A)]	**1,21**	**0,98**	**1,49**	**1,83**	**5,50**	0,45	0,58	1,22	1,42	3,72

	Périodes de 12 mois closes les 31 mars 2017	30 juin 2017	30 sept. 2017	31 déc. 2017	Périodes de 12 mois closes les 31 mars 2016	30 juin 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2016
Rendement du capital investi[A)]								
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	**4,4**	**6,2**	**7,0**	**8,6**	(2,2)	(4,9)	(4,6)	0,5
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	**3,5**	**4,9**	**5,5**	**6,7**	(1,9)	(4,1)	(3,9)	0,4

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

Sables pétrolifères	Trimestres clos les 31 mars 2017	30 juin 2017	30 sept. 2017	31 déc. 2017	Total de l'exercice 2017	Trimestres clos les 31 mars 2016	30 juin 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2016	Total de l'exercice 2016
Production totale (kb/j)	**590,6**	**413,6**	**628,4**	**621,2**	**563,7**	565,8	213,1	617,5	620,4	504,9
Activités du secteur Sables pétrolifères										
Production (kb/j)										
Produits valorisés (pétrole brut synthétique non sulfureux et sulfureux et diesel)	**332,8**	**288,6**	**324,4**	**324,9**	**317,7**	322,3	86,4	301,1	324,5	258,9
Bitume non valorisé	**115,7**	**64,0**	**144,9**	**121,9**	**111,7**	130,7	91,1	132,6	108,9	115,9
Production du secteur Sables pétrolifères	**448,5**	**352,6**	**469,3**	**446,8**	**429,4**	453,0	177,5	433,7	433,4	374,8
Production de bitume (kb/j)										
Production minière	**311,1**	**293,1**	**328,1**	**296,7**	**305,4**	302,0	66,8	295,1	284,8	238,0
In situ – Firebag	**202,8**	**110,9**	**203,6**	**208,5**	**181,5**	199,0	121,8	197,6	204,5	180,8
In situ – MacKay River	**35,6**	**30,0**	**30,8**	**28,3**	**31,1**	36,8	13,1	26,6	33,9	27,6
Production de bitume totale	**549,5**	**434,0**	**562,5**	**533,5**	**518,0**	537,8	201,7	519,3	523,2	446,4
Ventes (kb/j)										
Brut léger peu sulfureux	**124,9**	**104,4**	**105,9**	**95,5**	**107,9**	132,2	29,0	100,8	87,2	87,3
Diesel	**30,3**	**29,6**	**30,4**	**21,1**	**27,5**	24,8	3,4	27,9	28,4	21,2
Brut léger sulfureux	**176,4**	**160,1**	**183,2**	**214,4**	**183,6**	172,7	76,3	162,5	201,5	153,4
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	**331,6**	**294,1**	**319,5**	**331,0**	**319,0**	329,7	108,7	291,2	317,1	261,9
Bitume non valorisé	**104,9**	**86,0**	**120,3**	**130,7**	**110,6**	134,5	108,1	123,5	103,5	117,4
Ventes	**436,5**	**380,1**	**439,8**	**461,7**	**429,6**	464,2	216,8	414,7	420,6	379,3
Charges d'exploitation décaissées – Moyenne[1)A)] ($/b)										
Charges décaissées	**20,15**	**25,70**	**20,40**	**22,55**	**21,95**	22,55	44,55	20,30	22,10	24,35
Gaz naturel	**2,40**	**2,10**	**1,20**	**1,65**	**1,85**	1,70	2,25	1,85	2,85	2,15
	22,55	**27,80**	**21,60**	**24,20**	**23,80**	24,25	46,80	22,15	24,95	26,50
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement[1)A)] ($/b)										
Charges décaissées	**19,95**	**21,25**	**20,60**	**24,55**	**21,55**	21,70	76,65	19,30	22,55	25,00
Gaz naturel	**0,60**	**0,60**	**0,25**	**0,45**	**0,45**	0,50	1,15	0,50	0,80	0,60
	20,55	**21,85**	**20,85**	**25,00**	**22,00**	22,20	77,80	19,80	23,35	25,60
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume *in situ* seulement[1)A)] ($/b)										
Charges décaissées	**7,00**	**10,95**	**6,75**	**6,20**	**7,35**	7,60	10,75	7,15	6,35	7,60
Gaz naturel	**4,00**	**4,00**	**2,20**	**2,65**	**3,15**	2,80	2,20	3,30	4,40	3,30
	11,00	**14,95**	**8,95**	**8,85**	**10,50**	10,40	12,95	10,45	10,75	10,90
Syncrude										
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	**142,1**	**61,0**	**159,1**	**174,4**	**134,3**	112,8	35,6	183,8	187,0	130,1
Production de bitume (kb/j)	**170,0**	**82,4**	**193,7**	**207,5**	**163,6**	120,6	52,5	210,1	219,6	151,1
Pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire (kb/j)[2)]	**140,9**	**61,3**	**157,1**	**177,1**	**132,9**	109,0	42,8	179,2	192,6	131,2
Charges d'exploitation décaissées[1)A)] ($/b)*										
Charges décaissées	**43,25**	**89,90**	**34,00**	**31,75**	**42,50**	30,25	111,40	26,50	31,05	34,60
Gaz naturel	**1,90**	**7,90**	**1,00**	**1,05**	**1,55**	1,10	2,15	1,15	1,50	1,35
	45,15	**97,80**	**35,00**	**32,80**	**44,05**	31,35	113,55	27,65	32,55	35,95

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères[A)]	Trimestres clos les 31 mars 2017	30 juin 2017	30 sept. 2017	31 déc. 2017	Total de l'exercice 2017	Trimestres clos les 31 mars 2016	30 juin 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2016	Total de l'exercice 2016
Bitume ($/b)										
Prix moyen obtenu	**35,03**	**37,61**	**38,10**	**42,00**	**38,45**	12,00	23,90	26,67	31,68	23,50
Redevances	**(0,54)**	**(0,69)**	**(0,50)**	**(1,02)**	**(0,71)**	—	(0,24)	(0,39)	(0,33)	(0,23)
Frais de transport	**(6,57)**	**(7,06)**	**(3,78)**	**(3,06)**	**(4,85)**	(5,57)	(5,69)	(4,80)	(5,52)	(5,38)
Charges d'exploitation nettes	**(9,98)**	**(14,05)**	**(8,26)**	**(7,61)**	**(9,59)**	(9,81)	(14,65)	(10,73)	(9,99)	(11,25)
Revenus d'exploitation nets	**17,94**	**15,81**	**25,56**	**30,31**	**23,30**	(3,38)	3,32	10,75	15,84	6,64
Pétrole brut synthétique et diesel ($/b)										
Prix moyen obtenu	**66,38**	**64,20**	**59,69**	**70,27**	**65,21**	43,27	52,58	56,69	62,28	53,53
Redevances	**(0,59)**	**(1,19)**	**(1,03)**	**(1,14)**	**(0,98)**	(0,57)	(0,33)	(0,42)	2,74	0,50
Frais de transport	**(3,98)**	**(3,72)**	**(3,65)**	**(3,87)**	**(3,81)**	(3,83)	(5,07)	(2,96)	(3,98)	(3,76)
Charges d'exploitation nettes – bitume	**(21,01)**	**(24,14)**	**(21,66)**	**(23,21)**	**(22,47)**	(21,98)	(50,90)	(20,69)	(22,56)	(24,87)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	**(3,58)**	**(4,15)**	**(3,28)**	**(3,40)**	**(3,59)**	(5,51)	(12,02)	(4,34)	(4,31)	(5,38)
Revenus d'exploitation nets	**37,22**	**31,00**	**30,07**	**38,65**	**34,36**	11,38	(15,74)	28,28	34,17	20,02
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères ($/b)										
Prix moyen obtenu	**58,84**	**58,18**	**53,78**	**62,27**	**58,32**	34,21	38,28	47,75	54,75	44,23
Redevances	**(0,58)**	**(1,07)**	**(0,89)**	**(1,11)**	**(0,91)**	(0,41)	(0,29)	(0,41)	1,99	0,28
Frais de transport	**(4,60)**	**(4,47)**	**(3,68)**	**(3,64)**	**(4,08)**	(4,34)	(5,38)	(3,51)	(4,36)	(4,26)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	**(21,07)**	**(25,08)**	**(20,38)**	**(21,23)**	**(21,82)**	(22,36)	(38,85)	(20,77)	(22,72)	(24,37)
Revenus d'exploitation nets	**32,59**	**27,56**	**28,83**	**36,29**	**31,51**	7,10	(6,24)	23,06	29,66	15,88
Syncrude ($/b)										
Prix moyen obtenu	**66,37**	**62,27**	**60,68**	**73,64**	**66,59**	44,93	59,34	58,62	64,28	56,91
Redevances	**(2,96)**	**—**	**(3,18)**	**(7,94)**	**(4,32)**	(0,18)	(0,98)	(0,26)	(4,70)	(1,90)
Frais de transport	**(0,38)**	**(1,83)**	**(0,38)**	**(0,36)**	**(0,54)**	(0,86)	(1,70)	(0,29)	(0,35)	(0,53)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	**(39,70)**	**(90,72)**	**(31,48)**	**(28,81)**	**(39,46)**	(27,75)	(102,35)	(25,05)	(29,18)	(32,05)
Revenus d'exploitation nets	**23,33**	**(30,28)**	**25,64**	**36,53**	**22,27**	16,14	(45,69)	33,02	30,05	22,43

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Exploration et production	Trimestres clos les 31 mars 2017	30 juin 2017	30 sept. 2017	31 déc. 2017	Total de l'exercice 2017	Trimestres clos les 31 mars 2016	30 juin 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2016	Total de l'exercice 2016
Volume des ventes total (kbep/j)	**136,8**	**130,3**	**112,6**	**104,8**	**120,8**	133,4	120,4	103,1	120,5	119,3
Production totale (kbep/j)	**134,5**	**125,5**	**111,5**	**115,2**	**121,6**	125,6	117,6	110,6	118,1	117,9
Volumes de production										
Exploration et production – Canada										
Côte Est du Canada										
Terra Nova (kb/j)	**14,7**	**11,0**	**5,8**	**14,6**	**11,5**	12,8	5,4	14,7	16,7	12,4
Hibernia (kb/j)	**30,3**	**30,0**	**26,6**	**27,1**	**28,5**	24,1	24,6	28,2	30,1	26,8
White Rose (kb/j)	**13,1**	**12,9**	**9,0**	**10,6**	**11,4**	13,7	11,7	7,5	10,9	10,9
Hebron (kb/j)	**—**	**—**	**—**	**1,8**	**0,4**	—	—	—	—	—
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	**2,8**	**1,8**	**1,5**	**1,4**	**1,9**	3,0	2,7	2,7	2,8	2,8
	60,9	**55,7**	**42,9**	**55,5**	**53,7**	53,6	44,4	53,1	60,5	52,9
Exploration et production – International										
Buzzard (kbep/j)	**49,0**	**45,3**	**44,3**	**36,6**	**43,8**	53,4	52,7	40,8	37,5	46,0
Golden Eagle (kbep/j)	**20,2**	**20,1**	**20,5**	**17,9**	**19,6**	18,6	20,5	16,2	19,0	18,6
Royaume-Uni (kbep/j)	**69,2**	**65,4**	**64,8**	**54,5**	**63,4**	72,0	73,2	57,0	56,5	64,6
Libye (kb/j)[3]	**4,4**	**4,4**	**3,8**	**5,2**	**4,5**	—	—	0,5	1,1	0,4
	73,6	**69,8**	**68,6**	**59,7**	**67,9**	72,0	73,2	57,5	57,6	65,0
Revenus nets[A]										
Côte Est du Canada ($/b)										
Prix moyen obtenu	**69,75**	**66,26**	**67,23**	**81,49**	**71,06**	46,17	62,39	61,63	68,06	59,31
Redevances	**(15,94)**	**(14,05)**	**(13,01)**	**(13,21)**	**(14,26)**	(5,51)	(11,06)	(10,93)	(15,07)	(10,64)
Frais de transport	**(1,72)**	**(1,60)**	**(2,13)**	**(2,27)**	**(1,90)**	(1,68)	(2,05)	(2,33)	(1,72)	(1,91)
Charges d'exploitation	**(9,28)**	**(10,58)**	**(14,72)**	**(11,16)**	**(11,24)**	(13,72)	(14,76)	(13,57)	(9,52)	(12,67)
Revenus d'exploitation nets	**42,81**	**40,03**	**37,37**	**54,85**	**43,66**	25,26	34,52	34,80	41,75	34,09
Royaume-Uni ($/bep)										
Prix moyen obtenu	**67,55**	**63,46**	**62,99**	**76,46**	**67,25**	43,02	55,43	56,96	62,63	53,91
Frais de transport	**(1,81)**	**(1,88)**	**(1,77)**	**(1,80)**	**(1,81)**	(1,97)	(2,00)	(1,69)	(1,62)	(1,84)
Charges d'exploitation	**(3,75)**	**(4,57)**	**(4,51)**	**(5,89)**	**(4,62)**	(5,75)	(4,68)	(5,29)	(7,00)	(5,62)
Revenus d'exploitation nets	**61,99**	**57,01**	**56,71**	**68,77**	**60,82**	35,30	48,75	49,98	54,01	46,45

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	Trimestres clos les 31 mars 2017	30 juin 2017	30 sept. 2017	31 déc. 2017	Total de l'exercice 2017	Trimestres clos les 31 mars 2016	30 juin 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2016	Total de l'exercice 2016
Ventes de produits raffinés (kb/j)	**508,0**	**521,9**	**564,5**	**526,8**	**530,5**	489,5	532,5	548,7	514,8	521,4
Pétrole brut traité (kb/j)	**429,9**	**435,5**	**466,8**	**432,4**	**441,2**	420,9	400,2	465,6	427,3	428,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	**93**	**94**	**101**	**94**	**96**	91	87	101	93	93
Marge de raffinage[A] ($/b)	**22,30**	**18,85**	**23,80**	**31,75**	**24,20**	19,10	21,65	17,75	23,00	20,30
Charges d'exploitation de raffinage[A] ($/b)	**5,50**	**5,05**	**4,50**	**5,25**	**5,05**	5,10	5,40	4,55	5,45	5,10
Est de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (kb/j)										
Carburants de transport										
Essence	**112,8**	**114,8**	**121,2**	**121,1**	**117,5**	107,8	117,8	119,8	115,5	115,2
Distillats	**82,2**	**82,9**	**92,6**	**89,2**	**86,8**	75,5	71,8	77,8	79,9	76,3
Total des ventes de carburants de transport	**195,0**	**197,7**	**213,8**	**210,3**	**204,3**	183,3	189,6	197,6	195,4	191,5
Produits pétrochimiques	**15,5**	**12,2**	**10,6**	**10,5**	**12,2**	12,0	7,7	7,2	10,1	9,2
Asphalte	**12,6**	**18,0**	**20,6**	**15,8**	**16,8**	11,9	15,3	22,9	16,8	16,7
Autres	**34,5**	**35,5**	**32,4**	**31,4**	**33,4**	35,4	39,4	34,6	34,4	35,9
Total des ventes de produits raffinés	**257,6**	**263,4**	**277,4**	**268,0**	**266,7**	242,6	252,0	262,3	256,7	253,3
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (kb/j)	**214,6**	**208,6**	**213,9**	**188,7**	**206,4**	212,1	181,7	213,5	204,8	203,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	**97**	**94**	**96**	**85**	**93**	96	82	96	92	92
Ouest de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (kb/j)										
Carburants de transport										
Essence	**117,1**	**122,0**	**136,4**	**125,7**	**125,4**	122,4	133,5	134,6	125,8	129,1
Distillats	**110,1**	**108,3**	**119,9**	**111,7**	**112,5**	96,6	118,2	117,4	106,8	109,8
Total des ventes de carburants de transport	**227,2**	**230,3**	**256,3**	**237,4**	**237,9**	219,0	251,7	252,0	232,6	238,9
Asphalte	**9,2**	**14,6**	**16,0**	**9,3**	**12,3**	8,7	11,7	16,9	9,7	11,8
Autres	**14,0**	**13,6**	**14,8**	**12,1**	**13,6**	19,2	17,1	17,5	15,8	17,4
Total des ventes de produits raffinés	**250,4**	**258,5**	**287,1**	**258,8**	**263,8**	246,9	280,5	286,4	258,1	268,1
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (kb/j)	**215,3**	**226,9**	**252,9**	**243,7**	**234,8**	208,8	218,5	252,1	222,5	225,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	**90**	**95**	**105**	**102**	**98**	87	91	105	93	94

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES

(non audité)

(en millions de dollars)	2017	2016	2015	2014	2013
Produits des activités ordinaires et autres produits	**32 176**	26 968	29 680	40 490	40 297
Résultat net					
Sables pétrolifères	**1 009**	(1 149)	(856)	1 776	2 040
Exploration et production	**732**	190	(758)	653	1 000
Raffinage et commercialisation	**2 658**	1 890	2 306	1 767	2 088
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**59**	(486)	(2 687)	(1 497)	(1 217)
	4 458	445	(1 995)	2 699	3 911
Résultat d'exploitation [A)]					
Sables pétrolifères	**954**	(1 109)	(111)	2 771	2 098
Exploration et production	**746**	10	7	857	1 210
Raffinage et commercialisation	**2 164**	1 890	2 274	1 767	2 088
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(676)**	(874)	(705)	(775)	(696)
	3 188	(83)	1 465	4 620	4 700
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation [A)]					
Sables pétrolifères	**4 738**	2 669	2 835	5 400	4 556
Exploration et production	**1 725**	1 313	1 386	1 909	2 316
Raffinage et commercialisation	**2 841**	2 606	2 921	2 262	2 694
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(165)**	(600)	(336)	(513)	(154)
	9 139	5 988	6 806	9 058	9 412
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation					
Sables pétrolifères	**4 287**	2 286	2 808	6 652	5 781
Exploration et production	**1 712**	1 373	1 708	2 110	2 972
Raffinage et commercialisation	**4 404**	3 393	3 227	1 956	3 178
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(1 437)**	(1 372)	(859)	(1 782)	(1 831)
	8 966	5 680	6 884	8 936	10 100
Dépenses en immobilisations et frais de prospection (y compris les intérêts incorporés à l'actif)					
Sables pétrolifères	**5 059**	4 724	4 181	3 826	4 311
Exploration et production	**824**	1 139	1 459	1 819	1 483
Raffinage et commercialisation	**634**	685	821	1 024	894
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**34**	34	206	292	89
	6 551	6 582	6 667	6 961	6 777
Total de l'actif	**89 494**	88 702	77 527	79 671	78 315
Capital investi à la clôture					
Dette à court terme et à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents	**12 886**	14 414	11 254	7 834	6 256
Capitaux propres	**45 383**	44 630	39 039	41 603	41 180
	58 269	59 044	50 293	49 437	47 436
Moins les coûts incorporés à l'actif liés aux projets majeurs en cours	**(12 901)**	(10 147)	(7 195)	(6 203)	(6 502)
	45 368	48 897	43 098	43 234	40 934
Total des effectifs de Suncor (à la clôture de l'exercice)	**12 381**	12 837	13 190	13 980	13 946

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES (suite)

(non audité)

(en millions de dollars)	2017	2016	2015	2014	2013
Dollars par action ordinaire					
Résultat net[A)]	**2,68**	0,28	(1,38)	1,84	2,61
Résultat d'exploitation[A)]	**1,92**	(0,05)	1,01	3,15	3,13
Dividendes en trésorerie	**1,28**	1,16	1,14	1,02	0,73
Fonds provenant de l'exploitation[A)]	**5,50**	3,72	4,71	6,19	6,27
Ratios					
Rendement du capital investi (%)[A)B)]	**8,6**	0,5	0,6	8,6	11,5
Rendement du capital investi (%)[A)C)]	**6,7**	0,4	0,5	7,5	9,9
Ratio de la dette par rapport à la dette majorée des capitaux propres (%)[D)]	**26**	28	28	24	22
Ratio de la dette nette par rapport aux fonds provenant de l'exploitation (nombre de fois)[A)E)]	**1,4**	2,4	1,7	0,9	0,7
Couverture des intérêts – fonds provenant de l'exploitation (nombre de fois)[A)F)]	**11,2**	6,5	9,3	15,5	16,8
Couverture des intérêts – résultat net (nombre de fois)[G)]	**6,5**	0,5	(1,8)	6,6	9,5

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

B) Résultat net ajusté en fonction de la charge d'intérêts après impôt et de la perte (du profit) de change après impôt sur la dette à long terme libellée en dollars américains pour la période de douze mois visée, divisé par la moyenne du capital investi. Le capital moyen investi représente la somme des capitaux propres et de la dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, moins les coûts incorporés à l'actif liés aux projets majeurs en cours, sur une base moyenne pondérée.

C) Capital moyen investi, y compris les coûts incorporés à l'actif au titre des projets majeurs en cours.

D) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.

E) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et les équivalents, divisée par les fonds provenant de l'exploitation pour l'exercice visé.

F) Fonds provenant de l'exploitation, majorés de la charge d'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisés par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts incorporés à l'actif.

G) Résultat net, majoré de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisé par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts incorporés à l'actif.

SOMMAIRE SUR CINQ ANS DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

Sables pétrolifères	2017	2016	2015	2014	2013
Production totale (kb/j)	**563,7**	504,9	463,4	421,9	392,5
Activités du secteur Sables pétrolifères					
Production (kb/j)					
Produits valorisés (pétrole brut synthétique non sulfureux et sulfureux et diesel)	**317,7**	258,9	320,1	289,1	282,6
Bitume non valorisé	**111,7**	115,9	113,5	101,8	77,9
Production du secteur Sables pétrolifères	**429,4**	374,8	433,6	390,9	360,5
Production de bitume (kb/j)					
Production minière	**305,4**	238,0	307,3	274,4	269,8
In situ – Firebag	**181,5**	180,8	186,9	172,0	143,4
In situ – MacKay River	**31,1**	27,6	30,7	27,0	28,5
Production de bitume totale	**518,0**	446,4	524,9	473,4	441,7
Ventes (kb/j)					
Brut léger peu sulfureux	**107,9**	87,3	107,0	99,7	91,5
Diesel	**27,5**	21,2	31,3	30,7	23,5
Brut léger sulfureux	**183,6**	153,4	182,5	158,9	166,0
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	**319,0**	261,9	320,8	289,3	281,0
Bitume non valorisé	**110,6**	117,4	107,7	101,4	76,0
Ventes	**429,6**	379,3	428,5	390,7	357,0
Charges d'exploitation décaissées – Moyenne [1)A)] ($/b)					
Charges décaissées	**21,95**	24,35	25,65	30,00	34,10
Gaz naturel	**1,85**	2,15	2,20	3,80	2,90
	23,80	26,50	27,85	33,80	37,00
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement [1)A)] ($/b)					
Charges décaissées	**21,55**	25,00	23,20	27,80	28,80
Gaz naturel	**0,45**	0,60	0,55	0,80	0,45
	22,00	25,60	23,75	28,60	29,25
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume *in situ* seulement [1)A)] ($/b)					
Charges décaissées	**7,35**	7,60	9,00	10,20	11,35
Gaz naturel	**3,15**	3,30	3,80	6,45	5,15
	10,50	10,90	12,80	16,65	16,50
Syncrude					
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	**134,3**	130,1	29,8	31,0	32,0
Charges d'exploitation décaissées [1)A)] ($/b)*					
Charges décaissées	**42,50**	34,60	40,35	46,75	41,75
Gaz naturel	**1,55**	1,35	1,65	2,40	1,45
	44,05	35,95	42,00	49,15	43,20

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE SUR CINQ ANS DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères[A)]	2017	2016	2015	2014	2013
Bitume ($/b)					
Prix moyen obtenu	**38,45**	23,50	32,18	65,83	53,27
Redevances	**(0,71)**	(0,23)	(0,41)	(4,52)	(4,02)
Frais de transport	**(4,85)**	(5,38)	(6,26)	(5,27)	(3,98)
Charges d'exploitation nettes	**(9,59)**	(11,25)	(11,76)	(15,30)	(16,43)
Revenus d'exploitation nets	**23,30**	6,64	13,75	40,74	28,84
Pétrole brut synthétique et diesel ($/b)					
Prix moyen obtenu	**65,21**	53,53	59,81	98,90	94,04
Redevances	**(0,98)**	0,50	(0,65)	(7,00)	(6,72)
Frais de transport	**(3,81)**	(3,76)	(3,36)	(3,21)	(3,54)
Charges d'exploitation nettes – bitume	**(22,47)**	(24,87)	(24,91)	(28,67)	(29,97)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	**(3,59)**	(5,38)	(5,96)	(7,89)	(8,64)
Revenus d'exploitation nets	**34,36**	20,02	24,93	52,13	45,17
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères ($/b)					
Prix moyen obtenu	**58,32**	44,23	52,87	90,32	85,40
Redevances	**(0,91)**	0,28	(0,59)	(6,36)	(6,15)
Frais de transport	**(4,08)**	(4,26)	(4,09)	(3,75)	(3,63)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	**(21,82)**	(24,37)	(26,07)	(31,04)	(33,91)
Revenus d'exploitation nets	**31,51**	15,88	22,12	49,17	41,71
Syncrude ($/b)					
Prix moyen obtenu	**66,59**	56,91	60,28	96,65	100,06
Redevances	**(4,32)**	(1,90)	(1,89)	(6,70)	(4,55)
Frais de transport	**(0,54)**	(0,53)	(0,54)	(0,59)	(0,62)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	**(39,46)**	(32,05)	(35,69)	(43,12)	(37,79)
Revenus d'exploitation nets	**22,27**	22,43	22,16	46,24	57,10

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE SUR CINQ ANS DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Exploration et production	2017	2016	2015	2014	2013
Volume des ventes total (kbep/j)	**120,8**	119,3	110,6	107,5	169,9
Production totale (kbep/j)	**121,6**	117,9	114,4	113,0	169,9
Volumes de production					
Exploration et production – Canada					
Côte Est du Canada					
Terra Nova (kb/j)	**11,5**	12,4	13,5	17,3	14,2
Hibernia (kb/j)	**28,5**	26,8	18,1	23,1	27,1
White Rose (kb/j)	**11,4**	10,9	12,2	14,6	14,9
Hebron (kb/j)	**0,4**	—	—	—	—
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	**1,9**	2,8	3,2	3,6	37,3
	53,7	52,9	47,0	58,6	93,5
Exploration et production – International					
Production (kbep/j)					
Mer du Nord					
Buzzard	**43,8**	46,0	49,8	47,1	55,8
Golden Eagle	**19,6**	18,6	14,8	0,6	—
Autres – International					
Libye[3)]	**4,5**	0,4	2,8	6,7	20,6
	67,9	65,0	67,4	54,4	76,4
Revenus nets[A)]					
Côte Est du Canada ($/b)					
Prix moyen obtenu	**71,06**	59,31	65,12	108,21	114,25
Redevances	**(14,26)**	(10,64)	(12,49)	(25,97)	(28,16)
Frais de transport	**(1,90)**	(1,91)	(2,18)	(1,97)	(1,86)
Charges d'exploitation	**(11,24)**	(12,67)	(14,15)	(13,11)	(11,21)
Revenus d'exploitation nets	**43,66**	34,09	36,30	67,16	73,02
Royaume-Uni ($/bep)					
Prix moyen obtenu	**67,25**	53,91	63,85	106,96	109,95
Frais de transport	**(1,81)**	(1,84)	(2,41)	(2,84)	(2,51)
Charges d'exploitation	**(4,62)**	(5,62)	(6,29)	(6,42)	(5,94)
Revenus d'exploitation nets	**60,82**	46,45	55,15	97,70	101,50

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE SUR CINQ ANS DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	2017	2016	2015	2014	2013
Ventes de produits raffinés (kb/j)	**530,5**	521,4	523,3	531,7	542,9
Pétrole brut traité (kb/j)	**441,2**	428,6	432,1	427,5	431,3
Utilisation totale de la capacité de raffinage (%)**	**96**	93	94	93	94
Marge de raffinage ($/b) [A)]	**24,20**	20,30	24,90	23,80	23,65
Charges d'exploitation de raffinage ($/b) [A)]	**5,05**	5,10	5,10	6,00	5,30
Est de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Carburants de transport					
Essence	**117,5**	115,2	118,9	120,6	116,0
Distillats	**86,8**	76,3	91,1	81,9	89,1
Total des ventes de carburants de transport	**204,3**	191,5	210,0	202,5	205,1
Produits pétrochimiques	**12,2**	9,2	10,8	12,1	12,6
Asphalte	**16,8**	16,7	13,1	13,6	16,2
Autres	**33,4**	35,9	28,9	32,5	28,3
Total des ventes de produits raffinés	**266,7**	253,3	262,8	260,7	262,2
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (kb/j)	**206,4**	203,1	208,1	199,2	201,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	**93**	92	94	90	91
Ouest de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Carburants de transport					
Essence	**125,4**	129,1	127,3	122,8	131,4
Distillats	**112,5**	109,8	106,9	117,8	120,7
Total des ventes de carburants de transport	**237,9**	238,9	234,2	240,6	252,1
Asphalte	**12,3**	11,8	11,9	10,6	11,8
Autres	**13,6**	17,4	14,4	19,8	16,8
Total des ventes de produits raffinés	**263,8**	268,1	260,5	271,0	280,7
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (kb/j)	**234,8**	225,5	224,0	228,3	229,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	**98**	94	93	95	96
Établissements de vente au détail [B)]	**1 749**	1 731	1 768	1 773	1 767

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

B) Les données des périodes comparatives ont été révisées pour rendre compte de la présentation adoptée pour la période écoulée, ce qui comprend les établissements des bannières Shell , Exxon et Mobil avec lesquels Suncor a des accords d'approvisionnement exclusifs.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	710	2 209	**2 919**	1 196	1	**4 116**
Autres (pertes) produits	(10)	(8)	**(18)**	79	—	**61**
Achats de pétrole brut et de produits	(179)	(38)	**(217)**	(14)	(2)	**(233)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5]	(17)	(22)	**(39)**	(79)		
Montant brut réalisé	504	2 141	**2 645**	1 182		
Redevances	(12)	(35)	**(47)**	(128)	—	**(175)**
Frais de transport	(39)	(118)	**(157)**	(12)	—	**(169)**
Ajustement lié aux frais de transport[6]	3	—	**3**	6		
Frais de transport nets	(36)	(118)	**(154)**	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(119)	(958)	**(1 077)**	(536)	(3)	**(1 616)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7]	27	148	**175**	74		
Charges d'exploitation nettes	(92)	(810)	**(902)**	(462)		
Marge brute	364	1 178	**1 542**	586		
Volumes des ventes (kb)	12 019	30 454	**42 473**	16 049		
Revenus d'exploitation nets par baril	**30,31**	**38,65**	**36,29**	**36,53**		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	543	1 787	**2 330**	901	2	**3 233**
Autres (pertes) produits	(5)	(2)	**(7)**	1	—	**(6)**
Achats de pétrole brut et de produits	(103)	(18)	**(121)**	(12)	(2)	**(135)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5]	(14)	(13)	**(27)**	(1)		
Montant brut réalisé	421	1 754	**2 175**	889		
Redevances	(5)	(30)	**(35)**	(47)	—	**(82)**
Frais de transport	(46)	(107)	**(153)**	(11)	—	**(164)**
Ajustement lié aux frais de transport[6]	4	—	**4**	6		
Frais de transport nets	(42)	(107)	**(149)**	(5)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(115)	(870)	**(985)**	(525)	(3)	**(1 513)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7]	24	137	**161**	63		
Charges d'exploitation nettes	(91)	(733)	**(824)**	(462)		
Marge brute	283	884	**1 167**	375		
Volumes des ventes (kb)	11 075	29 390	**40 465**	14 636		
Revenus d'exploitation nets par baril	**25,56**	**30,07**	**28,83**	**25,64**		

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour le trimestre clos le 30 juin 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	377	1 758	**2 135**	361	2	**2 498**
Autres produits (pertes)	12	(1)	**11**	—	6	**17**
Achats de pétrole brut et de produits	(101)	(21)	**(122)**	(15)	(2)	**(139)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5]	6	(18)	**(12)**	—		
Montant brut réalisé	294	1 718	**2 012**	346		
Redevances	(5)	(32)	**(37)**	—	—	**(37)**
Frais de transport	(55)	(100)	**(155)**	(13)	—	**(168)**
Ajustement lié aux frais de transport[6]	—	—	**—**	3		
Frais de transport nets	(55)	(100)	**(155)**	(10)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(126)	(900)	**(1 026)**	(551)	2	**(1 575)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7]	16	143	**159**	47		
Charges d'exploitation nettes	(110)	(757)	**(867)**	(504)		
Marge brute	124	829	**953**	(168)		
Volumes des ventes (kb)	7 827	26 764	**34 590**	5 549		
Revenus d'exploitation nets par baril	**15,81**	**31,00**	**27,56**	**(30,28)**		

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	400	2 022	**2 422**	868	—	**3 290**
Autres produits	9	3	**12**	2	—	**14**
Achats de pétrole brut et de produits	(75)	(22)	**(97)**	(19)	—	**(116)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5]	(4)	(22)	**(26)**	(2)		
Montant brut réalisé	330	1 981	**2 311**	849		
Redevances	(5)	(18)	**(23)**	(38)	—	**(61)**
Frais de transport	(62)	(118)	**(180)**	(9)	—	**(189)**
Ajustement lié aux frais de transport[6]	—	—	**—**	4		
Frais de transport nets	(62)	(118)	**(180)**	(5)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(123)	(875)	**(998)**	(583)	28	**(1 553)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7]	29	141	**170**	76		
Charges d'exploitation nettes	(94)	(734)	**(828)**	(507)		
Marge brute	169	1 111	**1 280**	299		
Volumes des ventes (kb)	9 444	29 844	**39 288**	12 788		
Revenus d'exploitation nets par baril	**17,94**	**37,22**	**32,59**	**23,33**		

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	375	1 865	**2 240**	1 116	—	**3 356**
Autres (pertes) produits	(4)	(5)	**(9)**	17	—	**8**
Achats de pétrole brut et de produits	(62)	(20)	**(82)**	(19)	—	**(101)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5]	(7)	(25)	**(32)**	(8)		
Montant brut réalisé	302	1 815	**2 117**	1 106		
Redevances	(3)	80	**77**	(81)	—	**(4)**
Frais de transport	(52)	(116)	**(168)**	(9)	—	**(177)**
Ajustement lié aux frais de transport[6]	—	—	**—**	3		
Frais de transport nets	(52)	(116)	**(168)**	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(121)	(935)	**(1 056)**	(577)	(1)	**(1 634)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7]	25	152	**177**	75		
Charges d'exploitation nettes	(96)	(783)	**(879)**	(502)		
Marge brute	151	996	**1 147**	517		
Volumes des ventes (kb)	9 525	29 176	**38 701**	17 205		
Revenus d'exploitation nets par baril	**15,84**	**34,17**	**29,66**	**30,05**		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[1]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	406	1 562	**1 968**	999	—	**2 967**
Autres produits	3	—	**3**	—	—	**3**
Achats de pétrole brut et de produits	(95)	(24)	**(119)**	(16)	—	**(135)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5]	(11)	(19)	**(30)**	8		
Montant brut réalisé	303	1 519	**1 822**	991		
Redevances	(5)	(11)	**(16)**	(4)	—	**(20)**
Frais de transport	(55)	(90)	**(145)**	(14)	—	**(159)**
Ajustement lié aux frais de transport[6]	—	11	**11**	9		
Frais de transport nets	(55)	(79)	**(134)**	(5)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(145)	(803)	**(948)**	(474)	2	**(1 420)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7]	24	132	**156**	50		
Charges d'exploitation nettes	(121)	(671)	**(792)**	(424)		
Marge brute	122	758	**880**	558		
Volumes des ventes (kb)	11 368	26 786	**38 154**	16 906		
Revenus d'exploitation nets par baril	**10,75**	**28,28**	**23,06**	**33,02**		

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour le trimestre clos le 30 juin 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	427	523	**950**	210	—	**1 160**
Autres (pertes) produits	(19)	1	**(18)**	—	—	**(18)**
Achats de pétrole brut et de produits	(164)	(2)	**(166)**	(6)	—	**(172)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5]	(8)	(2)	**(10)**	(12)		
Montant brut réalisé	236	520	**756**	192		
Redevances	(2)	(4)	**(6)**	(3)	—	**(9)**
Frais de transport	(56)	(64)	**(120)**	(26)	—	**(146)**
Ajustement lié aux frais de transport[6]	—	14	**14**	21		
Frais de transport nets	(56)	(50)	**(106)**	(5)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(175)	(753)	**(928)**	(364)	4	**(1 288)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7]	30	131	**161**	32		
Charges d'exploitation nettes	(145)	(622)	**(767)**	(332)		
Marge (perte) brute	33	(156)	**(123)**	(148)		
Volumes des ventes (kb)	9 839	9 891	**19 730**	3 235		
Revenus d'exploitation nets par baril	**3,32**	**(15,74)**	**(6,24)**	**(45,69)**		

Pour le trimestre clos le 31 mars 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	226	1 331	**1 557**	482	—	**2 039**
Autres produits	26	6	**32**	—	1	**33**
Achats de pétrole brut et de produits	(110)	(14)	**(124)**	(16)	—	**(140)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5]	4	(24)	**(20)**	(5)		
Montant brut réalisé	146	1 299	**1 445**	461		
Redevances	—	(17)	**(17)**	(2)	—	**(19)**
Frais de transport	(68)	(115)	**(183)**	(1)	—	**(184)**
Ajustement lié aux frais de transport[6]	—	—	**—**	(8)		
Frais de transport nets	(68)	(115)	**(183)**	(9)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(153)	(978)	**(1 131)**	(334)	30	**(1 435)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7]	33	153	**186**	50		
Charges d'exploitation nettes	(120)	(825)	**(945)**	(284)		
Marge (perte) brute	(42)	342	**300**	166		
Volumes des ventes (kb)	12 241	29 999	**42 240**	10 268		
Revenus d'exploitation nets par baril	**(3,38)**	**11,38**	**7,10**	**16,14**		

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	2 031	7 777	**9 808**	3 325	4	**13 137**
Autres produits (pertes)	9	(9)	**—**	82	4	**86**
Achats de pétrole brut et de produits	(458)	(99)	**(557)**	(61)	(5)	**(623)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5]	(31)	(76)	**(107)**	(82)		
Montant brut réalisé	1 551	7 593	**9 144**	3 264		
Redevances	(28)	(115)	**(143)**	(212)	—	**(355)**
Frais de transport	(202)	(443)	**(645)**	(45)	—	**(690)**
Ajustement lié aux frais de transport[6]	7	—	**7**	18		
Frais de transport nets	(195)	(443)	**(638)**	(27)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(484)	(3 604)	**(4 088)**	(2 196)	27	**(6 257)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7]	96	569	**665**	262		
Charges d'exploitation nettes	(388)	(3 035)	**(3 423)**	(1 934)		
Marge brute	940	4 000	**4 940**	1 091		
Volumes des ventes (kb)	40 365	116 451	**156 816**	49 022		
Revenus d'exploitation nets par baril	**23,30**	**34,36**	**31,51**	**22,27**		

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	1 434	5 281	**6 715**	2 807	—	**9 522**
Autres produits	6	2	**8**	17	1	**26**
Achats de pétrole brut et de produits	(408)	(83)	**(491)**	(57)	—	**(548)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5]	(22)	(70)	**(92)**	(57)		
Montant brut réalisé	1 010	5 130	**6 140**	2 710		
Redevances	(10)	48	**38**	(90)	—	**(52)**
Frais de transport	(231)	(385)	**(616)**	(50)	—	**(666)**
Ajustement lié aux frais de transport[6]	—	25	**25**	25		
Frais de transport nets	(231)	(360)	**(591)**	(25)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(595)	(3 468)	**(4 063)**	(1 749)	35	**(5 777)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7]	112	568	**680**	223		
Charges d'exploitation nettes	(483)	(2 900)	**(3 383)**	(1 526)		
Marge brute	286	1 918	**2 204**	1 069		
Volumes des ventes (kb)	42 973	95 852	**138 825**	47 614		
Revenus d'exploitation nets par baril	**6,64**	**20,02**	**15,88**	**22,43**		

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4)]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	1 480	7 179	**8 659**	673	—	**9 332**
Autres produits	49	96	**145**	—	1	**146**
Achats de pétrole brut et de produits	(228)	(75)	**(303)**	(16)	—	**(319)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5)]	(36)	(197)	**(233)**	5		
Montant brut réalisé	1 265	7 003	**8 268**	662		
Redevances	(16)	(77)	**(93)**	(21)	—	**(114)**
Frais de transport	(246)	(393)	**(639)**	(6)	—	**(645)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(577)	(4 195)	**(4 772)**	(471)	23	**(5 220)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7)]	115	580	**695**	77		
Charges d'exploitation nettes	(462)	(3 615)	**(4 077)**	(394)		
Marge brute	541	2 918	**3 459**	241		
Volumes des ventes (kb)	39 297	117 094	**156 391**	10 875		
Revenus d'exploitation nets par baril	**13,75**	**24,93**	**22,12**	**22,16**		

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4)]	**Secteur Sables pétrolifères**
Produits d'exploitation	2 753	10 686	**13 439**	1 122	—	**14 561**
Autres produits	92	23	**115**	—	—	**115**
Achats de pétrole brut et de produits	(334)	(94)	**(428)**	(29)	—	**(457)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5)]	(76)	(173)	**(249)**	—		
Montant brut réalisé	2 435	10 442	**12 877**	1 093		
Redevances	(167)	(739)	**(906)**	(76)	—	**(982)**
Frais de transport	(195)	(339)	**(534)**	(7)	—	**(541)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(688)	(4 626)	**(5 314)**	(564)	(62)	**(5 940)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7)]	122	766	**888**	77		
Charges d'exploitation nettes	(566)	(3 860)	**(4 426)**	(487)		
Marge brute	1 507	5 504	**7 011**	523		
Volumes des ventes (kb)	36 994	105 588	**142 582**	11 302		
Revenus d'exploitation nets par baril	**40,74**	**52,13**	**49,17**	**46,24**		

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	**Activités du secteur Sables pétrolifères**	Syncrude	Autres[4)]	**Secteur Sables pétrolifères[8)]**
						(retraité)
Produits d'exploitation	1 785	10 115	**11 900**	1 189	—	**13 089**
Autres produits	—	52	**52**	12	—	**64**
Achats de pétrole brut et de produits	(309)	(202)	**(511)**	(18)	—	**(529)**
Ajustement lié au montant brut réalisé[5)]	—	(287)	**(287)**	(12)		
Montant brut réalisé	1 476	9 678	**11 154**	1 171		
Redevances	(111)	(692)	**(803)**	(53)	(3)	**(859)**
Frais de transport	(110)	(365)	**(475)**	(7)	—	**(482)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(511)	(4 700)	**(5 211)**	(517)	(40)	**(5 768)**
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux[7)]	55	727	**782**	74		
Charges d'exploitation nettes	(456)	(3 973)	**(4 429)**	(443)		
Marge brute	799	4 648	**5 447**	668		
Volumes des ventes (kb)	27 704	102 924	**130 628**	11 695		
Revenus d'exploitation nets par baril	**28,84**	**45,17**	**41,71**	**57,10**		

Charges d'exploitation de Syncrude

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

	Trimestres clos les							
	31 mars 2017	30 juin 2017	30 sept. 2017	31 déc. 2017	31 mars 2016	30 juin 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2016
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	583	551	525	536	334	364	474	577
Coûts non liés à la production[9)]	(6)	(8)	(13)	(10)	(12)	3	(7)	(17)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	577	543	512	526	322	367	467	560
Volumes des ventes de Syncrude (kb)	12 788	5 549	14 636	16 049	10 268	3 235	16 906	17 205
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ($/b)	**45,15**	**97,80**	**35,00**	**32,80**	**31,35**	**113,55**	**27,65**	**32,55**

	Exercices clos en				
	2017	2016	2015	2014	2013
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	2 195	1 749	471	564	517
Coûts non liés à la production[9)]	(37)	(31)	(14)	(9)	(12)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	2 158	1 718	457	555	505
Volumes des ventes de Syncrude (kb)	49 022	47 614	10 876	11 302	11 695
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ($/b)	**44,05**	**35,95**	**42,00**	**49,15**	**43,20**

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Exploration et production

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

	Trimestre clos le 31 décembre 2017				Trimestre clos le 31 décembre 2016			
	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10]	**Secteur E&P**	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10]	**Secteur E&P**
Produits d'exploitation	383	328	238	**949**	325	374	43	**742**
Redevances	—	(53)	(147)	**(200)**	—	(83)	(12)	**(95)**
Frais de transport	(9)	(9)	(2)	**(20)**	(9)	(10)	(2)	**(21)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(36)	(55)	(10)	**(101)**	(38)	(63)	(14)	**(115)**
Coûts non liés à la production[11]	7	10			3	11		
Montant brut réalisé	345	221			281	229		
Volumes des ventes (kbep)	5 011	4 023			5 193	5 495		
Revenus d'exploitation nets par baril	68,77	54,85			54,01	41,75		

	Trimestre clos le 30 septembre 2017				Trimestre clos le 30 septembre 2016			
	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10]	**Secteur E&P**	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10]	**Secteur E&P**
Produits d'exploitation	375	263	128	**766**	300	246	1	**547**
Redevances	—	(51)	(81)	**(132)**	—	(44)	—	**(44)**
Frais de transport	(11)	(8)	(2)	**(21)**	(9)	(9)	(2)	**(20)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(31)	(68)	(10)	**(109)**	(33)	(62)	(12)	**(107)**
Coûts non liés à la production[11]	5	10			4	8		
Montant brut réalisé	338	146			262	139		
Volumes des ventes (kbep)	5 963	3 906			5 247	3 987		
Revenus d'exploitation nets par baril	**56,71**	**37,37**			**49,98**	**34,80**		

	Trimestre clos le 30 juin 2017				Trimestre clos le 30 juin 2016			
	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10]	**Secteur E&P**	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10]	**Secteur E&P**
Produits d'exploitation	378	354	120	**852**	370	253	1	**624**
Redevances	—	(75)	(46)	**(121)**	—	(45)	—	**(45)**
Frais de transport	(11)	(9)	(2)	**(22)**	(13)	(8)	(1)	**(22)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(31)	(65)	(15)	**(111)**	(37)	(68)	(11)	**(116)**
Coûts non liés à la production[11]	4	9			5	8		
Montant brut réalisé	340	214			325	140		
Volumes des ventes (kbep)	5 954	5 345			6 661	4 052		
Revenus d'exploitation nets par baril	**57,01**	**40,03**			**48,75**	**34,52**		

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Exploration et production

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

	Trimestre clos le 31 mars 2017				Trimestre clos le 31 mars 2016			
	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10]	**Secteur E&P**	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10]	**Secteur E&P**
Produits d'exploitation	421	379	120	**920**	281	246	4	**531**
Redevances	—	(87)	(36)	**(123)**	—	(29)	—	**(29)**
Frais de transport	(11)	(9)	(3)	**(23)**	(13)	(9)	(1)	**(23)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(28)	(60)	(13)	**(101)**	(43)	(85)	(17)	**(145)**
Coûts non liés à la production[11]	4	10			6	12		
Montant brut réalisé	386	233			231	135		
Volumes des ventes (kbep)	6 228	5 432			6 552	5 315		
Revenus d'exploitation nets par baril	**61,99**	**42,81**			**35,30**	**25,26**		

Exercice clos le 31 décembre 2017	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10]	**Secteur E&P**
Produits d'exploitation	1 557	1 323	607	**3 487**
Redevances	—	(266)	(310)	**(576)**
Frais de transport	(42)	(35)	(9)	**(86)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(127)	(248)	(47)	**(422)**
Coûts non liés à la production[11]	20	39		
Montant brut réalisé	1 408	813		
Volumes des ventes (kbep)	23 157	18 623		
Revenus d'exploitation nets par baril	**60,82**	**43,66**		

Exercice clos le 31 décembre 2016	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10]	**Secteur E&P**
Produits d'exploitation	1 276	1 119	49	**2 444**
Redevances	—	(201)	(12)	**(213)**
Frais de transport	(44)	(36)	(6)	**(86)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(151)	(278)	(54)	**(483)**
Coûts non liés à la production[11]	18	39		
Montant brut réalisé	1 099	643		
Volumes des ventes (kbep)	23 653	18 849		
Revenus d'exploitation nets par baril	**46,45**	**34,09**		

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Exploration et production

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Exercice clos le 31 décembre 2015	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10)]	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 505	1 019	88	**2 612**
Redevances	—	(195)	(72)	**(267)**
Frais de transport	(57)	(34)	(7)	**(98)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(175)	(258)	(69)	**(502)**
Coûts non liés à la production[11)]	27	36		
Montant brut réalisé	1 300	568		
Volumes des ventes (kbep)	23 580	15 643		
Revenus d'exploitation nets par baril	**55,15**	**36,30**		

Exercice clos le 31 décembre 2014	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10)]	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 814	2 151	750	**4 715**
Redevances	—	(516)	(156)	**(672)**
Frais de transport	(48)	(39)	(3)	**(90)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(119)	(297)	(142)	**(558)**
Coûts non liés à la production[11)]	10	36		
Montant brut réalisé	1 657	1 335		
Volumes des ventes (kbep)	16 954	19 875		
Revenus d'exploitation nets par baril	**97,70**	**67,16**		

Exercice clos le 31 décembre 2013	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres[10)]	Secteur E&P
Produits d'exploitation	2 240	2 343	1 780	**6 363**
Redevances	—	(578)	(568)	**(1 146)**
Frais de transport	(51)	(38)	(38)	**(127)**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(137)	(269)	(270)	**(676)**
Coûts non liés à la production[11)]	16	39		
Montant brut réalisé	2 068	1 497		
Volumes des ventes (kbep)	20 379	20 506		
Revenus d'exploitation nets par baril	**101,50**	**73,02**		

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

	Trimestres clos les							
	31 mars 2017	30 juin 2017	30 sept. 2017	31 déc. 2017	31 mars 2016	30 juin 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2016
Marge brute [12)]	1 401	1 160	1 520	1 871	1 135	1 721	1 377	1 580
Autres produits (pertes)	19	19	48	(13)	11	2	13	(10)
Marge non liée au raffinage [13)]	(495)	(375)	(463)	(467)	(355)	(884)	(572)	(592)
Marge de raffinage [A)]	925	804	1 105	1 391	791	839	818	978
Production des raffineries (kb) [14)A)]	41 540	42 629	46 491	43 801	41 415	38 754	46 119	42 510
Marge de raffinage ($/b)	**22,30**	**18,85**	**23,80**	**31,75**	**19,10**	**21,65**	**17,75**	**23,00**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	517	464	481	545	542	526	549	586
Coûts non liés au raffinage [15)]	(288)	(249)	(272)	(316)	(332)	(317)	(339)	(355)
Charges d'exploitation nettes	229	215	209	229	210	209	210	231
Production des raffineries (kb) [14)]	41 540	42 629	46 491	43 801	41 415	38 754	46 119	42 510
Charges d'exploitation de raffinage ($/b)	**5,50**	**5,05**	**4,50**	**5,25**	**5,10**	**5,40**	**4,55**	**5,45**

	Exercices clos en				
	2017	2016 (retraité)	2015 (retraité)	2014 (retraité)	2013 (retraité)
Marge brute [12)]	5 952	5 813	6 311	5 663	5 945
Autres produits	73	16	86	184	67
Marge non liée au raffinage [13)]	(1 800)	(2 403)	(2 123)	(1 835)	(1 996)
Marge de raffinage	4 225	3 426	4 274	4 012	4 016
Production des raffineries (kb) [14)]	174 461	168 798	171 581	168 536	169 885
Marge de raffinage ($/b)	**24,20**	**20,30**	**24,90**	**23,80**	**23,65**
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 007	2 203	2 219	2 495	2 344
Coûts non liés au raffinage [15)]	(1 125)	(1 343)	(1 338)	(1 490)	(1 443)
Charges d'exploitation de raffinage	882	860	881	1 005	901
Production des raffineries (kb) [14)]	174 461	168 798	171 581	168 536	169 885
Charges d'exploitation de raffinage ($/b)	**5,05**	**5,10**	**5,10**	**6,00**	**5,30**

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans la présente information supplémentaire sur les données financières et les données d'exploitation, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation »), le rendement du capital investi (« RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (auparavant appelées « charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères »), les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les revenus nets ne sont pas prescrites par les PCGR. Suncor inclut ces mesures financières afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour analyser la performance d'entreprise, le niveau d'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées à part des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

Des rapprochements du résultat d'exploitation et des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères pour chaque trimestre de 2017 et de 2016, définis à la rubrique « Mises en garde concernant les mesures financières hors PCGR », avec les mesures conformes aux PCGR sont présentés aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » dans les rapports aux actionnaires trimestriels respectifs publiés par Suncor relativement aux trimestres indiqués (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation et le RCI pour chaque trimestre de 2017 et de 2016 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » dans chacun des rapports trimestriels respectifs. Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le RCI et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 sont définis et font l'objet de rapprochements dans le rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, et ceux des exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 sont définis et font l'objet de rapprochement dans le rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (le « rapport de gestion de 2017 »). La marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage pour chaque trimestre de 2017 et de 2016 ainsi que pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016, 2015, 2014 et 2013 sont définies dans le rapport de gestion de 2017 et sont rapprochées avec les mesures conformes aux PCGR, à la rubrique « Rapprochement des données sur l'exploitation » de la présente information supplémentaire sur les données financières et les données d'exploitation. Les revenus nets pour chaque trimestre de 2017 et de 2016 ainsi que pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016, 2015, 2014 et 2013 sont définis ci-dessous et sont rapprochés avec les mesures conformes aux PCGR, à la rubrique « Rapprochement des données sur l'exploitation » de la présente information supplémentaire sur les données financières et les données d'exploitation. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour chaque trimestre de 2017 et de 2016 et pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016, 2015, 2014 et 2013 sont définies dans le rapport de gestion de 2017 et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR, à la rubrique « Rapprochement des données sur l'exploitation » de la présente information supplémentaire sur les données financières et les données d'exploitation. Les autres mesures financières hors PCGR qui ne sont pas mentionnées dans le présent paragraphe sont définies et font l'objet d'un rapprochement dans le rapport de gestion de 2017.

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

Les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction des produits de pétrole brut et des barils vendus, et sont tirés de l'état du résultat net du secteur Sables pétrolifères, après ajustements pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux produits des activités ordinaires et aux coûts liés à la production et à la livraison. La direction utilise les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères pour évaluer la rentabilité des produits en fonction des barils vendus et cette mesure peut être utile aux investisseurs pour les mêmes raisons.

Revenus nets du secteur Exploration et production (E&P)

Les revenus nets du secteur E&P sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction de l'emplacement des actifs et des barils vendus, et ils sont tirés de l'état du résultat net du secteur E&P, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux coûts liés à la production et à la livraison. La direction utilise les revenus nets du secteur E&P pour évaluer la rentabilité des actifs selon l'emplacement et en fonction des barils vendus et cette mesure peut être utile aux investisseurs pour les mêmes raisons.

Définitions

1) Les charges d'exploitation décaissées comprennent les charges décaissées définies comme les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks et des coûts non liés à la production) et elles sont présentées déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont présentées en fonction de la production et ajustées pour tenir compte de l'incidence des stocks, alors que les volumes de production de Syncrude correspondent au volume des ventes.
2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
3) Pour 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue dans la période.
4) Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétrolifères et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises et les recouvrements connexes.
5) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente au point de vente.
6) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente. Le point de vente du bitume et du pétrole brut synthétique produits par le secteur Sables pétrolifères est représenté par le client final, alors que pour le pétrole brut peu sulfureux de Syncrude, le point de vente est considéré comme étant le réseau commun de pétrole brut peu sulfureux d'Edmonton, en Alberta. Les charges ou les crédits ajustés qui sont exclus du poste des frais de transport comprennent, notamment, les coûts liés à la vente de produits non exclusifs transportés par des pipelines ayant une capacité disponible inférieure aux engagements de volume minimum.
7) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement liés à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que des produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.
8) Retraité pour rendre compte du reclassement des achats de gaz naturel pour l'hydrogène depuis les frais généraux, frais de vente et frais d'administration vers les achats de pétrole brut et de produits, ce qui est conforme à la présentation adoptée pour 2014, 2015, 2016 et 2017.
9) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux qui ne sont pas directement liés à la production de Syncrude.

10) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en l'Amérique du Nord (activités terrestres), en Norvège et en Libye, pour lesquels les revenus d'exploitation nets ne sont pas fournis.

11) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.

12) Produits d'exploitation, moins les achats de pétrole brut et de produits.

13) Reflète la marge brute associée aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol ainsi qu'aux activités liées aux lubrifiants antérieurement détenues.

14) La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.

15) Reflète les frais généraux, frais de vente et frais d'exploitation associés aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation, aux lubrifiants (activités antérieurement détenues) et à l'éthanol, ainsi que certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage.

Notes explicatives

* Les lecteurs sont avisés que les charges d'exploitation décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères par baril de Suncor, ce qui ne comprend pas Syncrude) en raison de la diversité des activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.

** En date du 1er janvier 2014, la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton a été augmentée à 142 kb/j. En date du 1er janvier 2013, la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton a été augmentée à 140 kb/j. En date du 1er janvier 2012, la capacité nominale de la raffinerie de Montréal a été augmentée à 137 kb/j et celle de la raffinerie de Commerce City, à 98 kb/j. Les taux d'utilisation servant à la comparaison n'ont pas été recalculés.

Abréviations

b	–	barils
b/j	–	barils de pétrole par jour
kb	–	milliers de barils
kb/j	–	milliers de barils par jour
bep	–	barils équivalent pétrole
bep/j	–	barils équivalent pétrole par jour
kbep	–	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	–	milliers de barils équivalent pétrole par jour
m^3/j	–	mètres cubes par jour

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc. 1 m^3 (mètre cube) = environ 6,29 barils

DONNÉES SUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS

(non audité)

Les actions ordinaires sont cotées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York sous le symbole SU.

	Trimestres clos les				Trimestres clos les			
	31 mars 2017	**30 juin 2017**	**30 sept. 2017**	**31 déc. 2017**	31 mars 2016	30 juin 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2016
Actions								
Nombre moyen d'actions en circulation, pondéré mensuellement (en milliers)[a]	**1 668 710**	**1 667 968**	**1 659 027**	**1 649 587**	1 516 134	1 590 221	1 664 475	1 666 118
Cours (en dollars)								
Bourse de Toronto								
Haut	**44,90**	**44,19**	**43,88**	**46,66**	36,84	37,47	37,27	44,67
Bas	**39,65**	**37,72**	**36,09**	**41,88**	27,32	32,69	33,76	36,03
Clôture	**40,83**	**37,89**	**43,73**	**46,15**	36,17	35,84	36,42	43,90
Bourse de New York – $ US								
Haut	**33,47**	**32,48**	**35,16**	**36,92**	28,32	29,90	28,76	33,79
Bas	**29,39**	**28,46**	**27,96**	**32,83**	18,71	25,31	25,70	27,30
Clôture	**30,75**	**29,20**	**35,03**	**36,72**	27,45	27,39	27,81	32,83
Actions négociées (en milliers)								
Bourse de Toronto	**182 999**	**165 718**	**155 540**	**152 378**	256 448	248 668	169 070	193 390
Bourse de New York	**231 032**	**187 434**	**192 368**	**189 857**	319 310	296 021	249 605	203 593
Données par action ordinaire (en dollars)								
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	**0,81**	**0,26**	**0,78**	**0,84**	0,16	(0,46)	0,24	0,32
Dividendes par action ordinaire	**0,32**	**0,32**	**0,32**	**0,32**	0,29	0,29	0,29	0,29

a) La Société comptait approximativement XX actionnaires ordinaires inscrits au 31 janvier 2018.

Information destinée aux porteurs d'actions à l'extérieur du Canada

Les dividendes en trésorerie versés aux actionnaires résidant dans des pays autres que le Canada (« actionnaires non résidents du Canada ») sont assujettis à la retenue d'impôt canadienne. Le taux réglementaire de la retenue d'impôt sur les dividendes au Canada est de 25 % et peut être réduit aux termes d'une convention fiscale entre le Canada et un autre pays. Par exemple, aux termes de la convention fiscale entre le Canada et les États-Unis, le taux de retenue est généralement réduit à 15 % sur les dividendes versés aux résidents des États-Unis admissibles aux termes de la convention fiscale. L'Agence du revenu du Canada a publié des formulaires pouvant être utilisés après 2012 et qui permettent aux actionnaires non résidents du Canada de prouver leur admissibilité à la retenue d'impôt réduite en vertu d'une convention fiscale. En règle générale, les agents chargés de la retenue d'impôt sur les dividendes devront recevoir le formulaire dûment rempli par l'actionnaire non résident du Canada inscrit à une date donnée de clôture de registres pour le versement de dividendes, pour appliquer le taux réduit applicable en vertu de la convention plutôt que le taux intégral de 25 %. Les actionnaires non résidents du Canada sont invités à communiquer avec leur courtier (ou autre agent concerné) pour obtenir de l'information en vue de remplir et d'envoyer les formulaires.

Il incombe aux actionnaires de s'assurer de se conformer aux lois fiscales canadiennes et aux règlements qui s'y rapportent. Nous recommandons fortement aux actionnaires de consulter des fiscalistes et des conseillers juridiques pour toutes questions d'ordre fiscal.

ÉQUIPE DE DIRECTION ET MEMBRES DU CONSEIL AU 31 DÉCEMBRE 2017

Équipe de direction

Steve Williams
Président et chef de la direction

Mark Little
Chef de l'exploitation

Eric Axford
Vice-président directeur et Chef du développement durable

Alister Cowan
Vice-président directeur et chef des finances

Paul Gardner
Vice-président principal, Ressources humaines

Mike MacSween
Vice-président directeur, Amont

Janice Odegaard
Vice-présidente principale, avocate générale et secrétaire générale

Steve Reynish
Vice-président directeur, Stratégie et services d'exploitation

Kris Smith
Vice-président directeur, Aval

Conseil d'administration

Michael Wilson
Président du conseil
Bragg Creek (Alberta)

Steve Williams
Président et chef de la direction
Suncor Énergie Inc.
Calgary (Alberta)

Patricia Bedient [1)4)]
Présidente du Comité de vérification
Sammamish, Washington

Mel Benson [3)4)]
Calgary (Alberta)

Jacynthe Côté [1)4)]
Candiac (Québec)

Dominic D'Alessandro [1)2)]
Président du Comité de gouvernance
Toronto (Ontario)

John Gass [2)3)]
Président du Comité des ressources humaines et de la rémunération
Palm Coast (Floride)

John Huff [3)4)]
Houston (Texas)

Maureen McCaw [1)2)]
Edmonton (Alberta)

Mike O'Brien [1)2)]
Canmore (Alberta)

Eira Thomas [3)4)]
Présidente du Comité sur l'environnement, la santé, la prévention et le développement durable
West Vancouver (Colombie-Britannique)

1) Membre du Comité de vérification
2) Membre du Comité de gouvernance
3) Membre du Comité des ressources humaines et de la rémunération
4) Membre du Comité sur l'environnement, la santé, la prévention et le développement durable

Suncor Énergie Inc.
150, 6 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
Tél. : 403-296-8000
Suncor.com