SUNCOR ÉNERGIE INC.

RAPPORT ANNUEL 2015

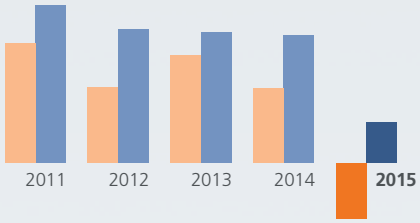
SUNCOR ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

2 Message aux actionnaires
6 Nos différentiateurs concurrentiels
8 Perspectives de la Société pour 2016
9 Mises en garde
11 Rapport de gestion
78 Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière
79 Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière
80 Rapport de l'auditeur indépendant
82 États consolidés du résultat global et notes annexes
133 Information supplémentaire concernant les finances et l'exploitation
143 Données sur la négociation des actions
144 Équipe de direction et membres du conseil

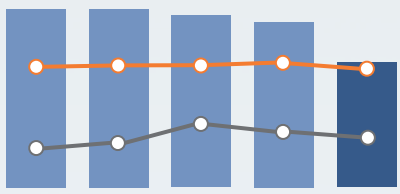
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Résultat (en millions de dollars)



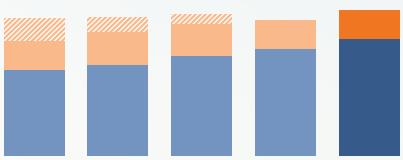
	2011	2012	2013	2014	**2015**
Résultat net (perte nette)	4 304	2 740	3 911	2 699	**(1 995)**
Résultat opérationnel	5 674	4 847	4 700	4 620	**1 465**

Dépenses en immobilisations et flux de trésorerie opérationnels (en millions de dollars)



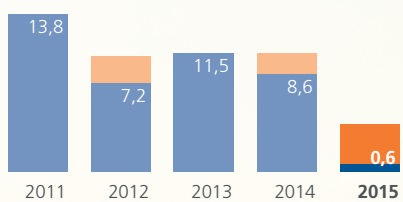
	2011	2012	2013	2014	**2015**
Dépenses en immobilisations	6 291	6 370	6 380	6 530	**6 220**
Capital de maintien et dividendes	3 942	4 010	4 820	4 504	**4 250**
Flux de trésorerie opérationnels	9 746	9 733	9 412	9 058	**6 806**

Production (en milliers de bep/j)



	2011	2012	2013	2014	**2015**
Exploration et production	120,6	136,0	132,6	113,0	**114,4**
Production cédée	86,1	53,9	37,3	–	**–**
Sables pétrolifères	339,3	359,2	392,5	421,9	**463,4**
Total	546,0	549,1	562,4	534,9	**577,8**

Rendement du capital investi (en pourcentage)



Le RCI, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur importantes, a été de 11,4 % pour 2012, 11,5 % pour 2014 et de 4,2 % pour 2015.

EN UN COUP D'ŒIL

À Suncor, notre vision est d'être dignes de confiance pour gérer les précieuses ressources naturelles. Guidés par nos valeurs, nous ouvrirons la voie vers une économie prospère, un mieux-être collectif et un environnement sain, aujourd'hui et demain.

AMONT

SABLES PÉTROLIFÈRES

Notre secteur Sables pétrolifères développe de façon responsable l'un des plus importants bassins de ressources pétrolières du monde – les sables pétrolifères de l'Athabasca – en utilisant des technologies minières et in situ.

RÉALISATIONS CLÉS

- Augmentation de 11 % de la production du secteur Sables pétrolifères à 433 600 b/j et utilisation des usines de valorisation à 91 %.
- Diminution des charges opérationnelles décaissées par baril de 18 % à 27,85 $, la plus faible depuis 2007.
- Augmentation de la capacité nominale de Firebag de 180 000 b/j à 203 000 b/j grâce aux activités de désengorgement rentables.
- Achèvement des activités de construction de Fort Hills à plus de 50 % et acquisition d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet.
- Après la fin de l'année, Suncor a acquis 84,2 % des actions de Canadian Oil Sands Limited (COS).

2,8 milliards $
Flux de trésorerie opérationnels

320 100 b/j
Volumes de production améliorés

91 %
Utilisation des usines de valorisation

EXPLORATION ET PRODUCTION

Notre secteur Exploration et production se consacre à créer de la valeur et à générer une croissance grâce au développement et à l'exploitation d'actifs pétroliers à faible coût.

RÉALISATIONS CLÉS

- Golden Eagle a enregistré une production de 15 000 bep/j (nets) au cours de sa première année d'exploitation et a atteint son taux de production de pointe d'environ 18 000 bep/j (nets) au deuxième semestre.
- Poursuite de la construction de la structure gravitaire du projet Hebron et entrée en production prévue vers la fin de 2017.
- Début du forage d'exploration du bassin Shelburne au large des côtes de la Nouvelle-Écosse vers la fin de 2015.

1,4 milliard $
Flux de trésorerie opérationnels

114 400 bep/j
Volumes de production

96 %
Production de pétrole

INTERMÉDIAIRE

APPROVISIONNEMENT ET ÉCHANGES

Le secteur Approvisionnement et échanges fournit des services intermédiaires, dont des activités de commercialisation et de logistique afin d'optimiser notre chaîne de valeur. Notre division de l'énergie renouvelable inclut des investissements dans six parcs éoliens en exploitation et dans l'exploitation d'une usine d'éthanol.

RÉALISATIONS CLÉS

- Inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9 d'Enbridge commandée en 2015 avec une première livraison de pétrole brut à la raffinerie de Suncor à Montréal en décembre. L'inversion nous offre la possibilité d'approvisionner notre raffinerie de Montréal au moyen de différents types de pétrole au prix du brut provenant de l'intérieur des terres.
- Début des activités commerciales du parc éolien Cedar Point en 2015.
- Réalisation des ententes de partenariat stratégique dans le cadre desquelles les partenaires ont acquis une participation directe de 25 % et de 50 % dans les parcs éoliens Adelaide et Cedar Point, respectivement.

137 millions $
Flux de trésorerie opérationnels

287 MW
Puissance brute des projets d'énergie éolienne

600 000 b/j
Accès aux marchés où les prix sont établis en fonction des prix mondiaux

OÙ NOUS EXERÇONS NOS ACTIVITÉS

Siège social · Bureau régional · Exploités · Non exploités
Proposés · Capacité de raffinage

La taille des cercles est proportionnelle à la capacité nette relative.

AVAL

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Notre secteur Raffinage et commercialisation nous permet de retirer davantage de valeur des barils produits en amont grâce à notre important réseau de raffinage et de commercialisation, qui comprend plus de 1 475 stations-service de détail Petro-Canada.

RÉALISATIONS CLÉS

Atteinte de bénéfices d'exploitation record de 2,2 milliards $ en 2015, une hausse de 32 % par rapport à l'année précédente.

Approvisionnement par le chemin de fer et la canalisation 9 d'Enbridge de notre raffinerie de Montréal avec une moyenne de 39 000 b/j de charges d'alimentation de brut provenant de l'intérieur des terres à moindre coût.

Conclusion de la vente de notre participation directe de 50 % dans Pioneer Energy pour 183 millions $, soulignant ainsi l'accent continu de la Société sur les actifs principaux.

Taux d'utilisation élevé des raffineries à 94 % ayant permis à la Société de tirer parti de son modèle opérationnel intégré. Utilisation de plus de 90 % pendant six années consécutives.

2,9 milliards $
Flux de trésorerie opérationnels

432 100 b/j
Pétrole brut traité

94 %
Utilisation des raffineries

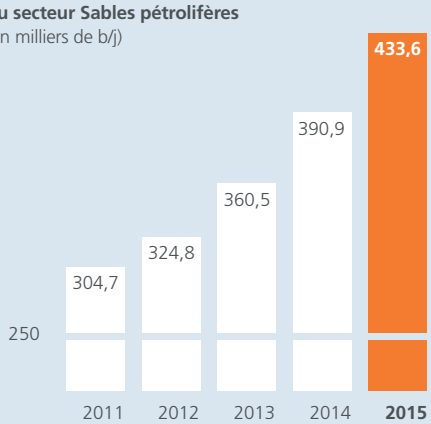
RÉSERVES

7,6 milliards de bep
Réserves prouvées et probables brutes[1]

91 %
Réserves prouvées et probables brutes des Sables pétrolifères[1]

(1) Se reporter à la rubrique « Mises en garde » pour plus d'information sur les réserves et les ressources.

Croissance de la production des activités du secteur Sables pétrolifères
(en milliers de b/j)



SOMMAIRE FINANCIER

6,8 milliards $
Flux de trésorerie opérationnels

Notre engagement à réduire les coûts de façon durable et à gérer le capital de façon rigoureuse s'est traduit par des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles d'environ 7 milliards $ dans un contexte de prix du brut difficile.

4,0 milliards $
en liquidités au 31 décembre 2015

Notre bilan solide nous permet de financer la croissance stratégique tout au long du cycle économique.

1,6 milliard $
de dividendes retournés aux actionnaires en 2015

Notre engagement à offrir des rendements compétitifs et durables aux actionnaires est attesté par une croissance des dividendes pendant 13 années consécutives.

Suncor est la plus importante société énergétique intégrée du Canada. Les activités de Suncor comprennent notamment le développement et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière classique et extracôtière, le raffinage de pétrole, la commercialisation de produits sous la marque Petro-Canada et un portefeuille d'énergie renouvelable.

À titre de membre des indices de durabilité Dow Jones et FTSE4Good et du Carbon Disclosure Project, Suncor exploite les ressources pétrolières de façon responsable ainsi qu'un portefeuille croissant de sources d'énergie renouvelable. Suncor est inscrite à l'indice boursier UN Global Compact 100 et sur la liste de *Corporate Knights'* Global 100.

Indicateurs clés

Exercices clos les 31 décembre	2011	2012	2013	2014	**2015**
Financiers (en dollars par action ordinaire)					
Résultat opérationnel	3,61	3,14	3,13	3,15	1,01
Résultat net (perte nette)	2,74	1,77	2,61	1,84	(1,38)
Flux de trésorerie opérationnels	6,20	6,30	6,27	6,19	4,71
Dividende	0,43	0,50	0,73	1,02	1,14
Financiers (en millions de dollars)					
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	38 339	38 107	39 593	39 862	29 208
Actif total	74 741	76 401	78 315	79 671	77 527
Ratios clés					
Dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en pourcentage)	22	22	22	24	28
Dette nette par rapport aux flux de trésorerie opérationnels (en nombre de fois)	0,7	0,7	0,7	0,9	1,7

Le présent rapport annuel renferme des énoncés prospectifs reposant sur les attentes, les estimations, les projections et les hypothèses actuelles de Suncor. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » de ce rapport annuel pour des renseignements sur les facteurs de risque importants et les hypothèses sous-jacents à nos énoncés prospectifs.

Certaines mesures financières contenues dans ce rapport annuel, à savoir, le résultat opérationnel, les flux de trésorerie opérationnels, le rendement du capital investi (RCI), les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, les flux de trésorerie disponibles et les stocks selon la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS) – sont des mesures financières hors PCGR et, par conséquent, ne sont pas prescrites par les PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion daté du 25 février 2016 figurant dans le présent rapport annuel et de l'information relative au sommaire des résultats opérationnels figurant dans le présent rapport pour les définitions de ces mesures financières hors PCGR, pour savoir où consulter le rapprochement de ces mesures financières hors PCGR avec les mesures pertinentes établies selon le PCGR et certaines autres mises en garde. Dans le cas du RCI rajusté en 2012, 2014 et 2015, consultez les rapports trimestriels datés du 3 février 2014, du 4 février 2015 et du 3 février 2016.

Toutes les informations financières sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés sur une base de participation directe, avant redevances, à moins d'indication contraire. Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN) dans le présent rapport annuel ont été convertis en kpi^{3}e, en supposant qu'un baril équivaut à six kpi^3. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep) et en milliers de bep (kbep) selon le même ratio. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du présent rapport annuel. Pour une liste des abréviations qui peuvent être utilisées dans le présent rapport annuel, se reporter à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Avec prise d'effet le 1er janvier 2013, Suncor a adopté des normes comptables nouvelles et modifiées, définies dans le rapport annuel 2013. Les chiffres comparatifs présentés dans ce document ayant trait aux résultats de 2012 de Suncor ont été retraités tandis que les chiffres comparatifs ayant trait aux résultats de Suncor pour 2011 n'ont pas été retraités, conformément aux dispositions transitoires respectives des normes nouvelles et modifiées. Les mesures financières dans ce rapport annuel se rapportant aux exercices 2011 à 2015 sont basées sur de l'information préparée conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS).

MESSAGE AUX ACTIONNAIRES

« Alors que nous tournons la page sur 2015, la confirmation de ce qui place vraiment Suncor dans une catégorie à part me saute aux yeux. Ce n'est pas seulement notre modèle intégré, notre stratégie et notre base de ressource, ce sont aussi nos employés. »

Steve Williams

Sans aucun doute, l'année 2015 a été l'une des plus dramatiques de mémoire récente. Ce fut une année de gestion de défis et de saisie d'occasions.

Après avoir passé des années à exécuter soigneusement notre stratégie, en enregistrant un rendement solide et constant, nous étions bien positionnés pour réagir immédiatement à la chute des prix du pétrole à leur plus bas niveau depuis une décennie. Nous avons réagi rapidement pour réduire les dépenses en immobilisations et les charges d'exploitation. Nous avons recherché la rentabilité dans tous les coins de l'entreprise, tout en maintenant notre sécurité, notre fiabilité et notre performance environnementale.

Grâce à nos efforts, Suncor a créé de la valeur pour les actionnaires dans des conditions économiques parmi les plus difficiles.

Nous nous rappellerons également de 2015 comme de l'année où l'Alberta, dans un contexte de contestations sociales et politiques à l'égard des combustibles fossiles, a lancé un nouveau programme climatique qui a positionné la province en tant que leader sur l'échiquier mondial.

Faire preuve de leadership tout en relevant de nombreux défis n'est pas nouveau pour Suncor. Notre histoire et notre succès sont fondés sur la façon dont nous gérons le changement. La technologie, l'innovation, le respect de nos principes, la stratégie et la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations nous aideront à sortir plus forts de cette période difficile.

L'approche de Suncor dans la conjoncture actuelle

Les faibles prix du pétrole ont sans aucun doute été un sujet préoccupant pour plusieurs.

La résilience de Suncor en ces temps difficiles est attribuable à un modèle intégré axé sur la croissance des sables pétrolifères et des activités complémentaires dans les secteurs amont, intermédiaire et aval.

Nos perspectives et plans nous ont menés à un programme pluriannuel basé sur l'excellence opérationnelle et la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations, qui se sont constamment traduites par une performance solide et la création de valeur pour nos actionnaires, tout en étant quelque peu protégées des effets de la volatilité du marché et du contexte des faibles prix du pétrole brut.

Notre approche fondamentale envers la création de valeur pour nos actionnaires demeure constante :

1. optimiser les activités de base
2. atteindre une croissance rentable
3. redistribuer des liquidités aux actionnaires
4. être un leader de l'industrie en matière de développement durable

Les résultats de Suncor en 2015 devraient renforcer la confiance des actionnaires au moment où notre industrie fait face à des conditions du marché difficiles et subit une immense pression l'obligeant à exploiter la ressource de manière responsable.

Rendement en 2015

Je suis heureux de signaler que la combinaison gagnante regroupant notre modèle intégré, la réduction des coûts et la discipline opérationnelle porte fruits. Cela se reflète dans les résultats financiers, opérationnels et stratégiques que l'équipe de Suncor a enregistrés au cours de l'année 2015.

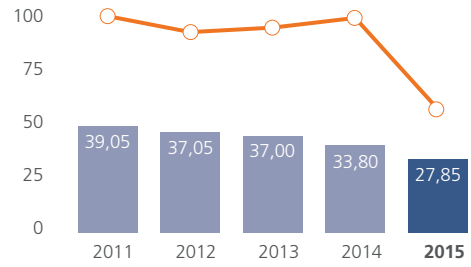
Paramètres financiers

Au cours d'une année qui a vu les prix du pétrole chuter de près de 50 %, Suncor a tout de même généré près de 7 milliards $ en flux de trésorerie opérationnels, ce qui a plus que couvert notre capital de maintien et nos obligations en matière de dividendes tout en nous permettant d'investir 2,5 milliards $ dans la croissance. Cette performance est unique dans notre industrie.

Pour maintenir notre solidité et notre flexibilité financières, nous savions déjà au début de 2015 que nous devions être prudents dans nos dépenses en immobilisations. Nous nous étions engagés en 2015 à réduire nos dépenses en immobilisations de un milliard de dollars et avions fourni une fourchette de prévisions de 6,2 milliards $ à 6,8 milliards $ pour l'année. Nous avons réalisé avec succès notre programme de dépenses en immobilisations pour l'année tout en puisant dans la partie inférieure de notre fourchette réduite.

À la fin de l'année 2015, nous avions atteint des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères de 27,85 $ le baril, ce qui est inférieur à 20 $ US le baril, par rapport à 33,80 $ le baril en 2014. Ceci prouve que nous étions décidés à maintenir notre accent sur la réduction durable des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation.

Prix et charges opérationnelles décaissées des activités des Sables pétrolifères[1]
($/b)



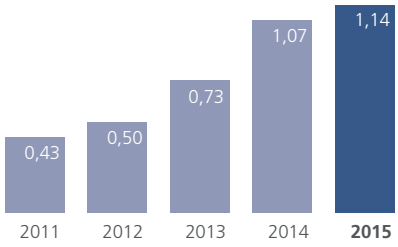
(1) Les flux de trésorerie opérationnels et les charges opérationnelles décaissées par baril, à l'exclusion de Syncrude, sont des mesures hors PCGR. Voir la section Mesures financières hors PCGR dans le rapport de gestion.

(2) Prix de vente moyen à l'exclusion de Syncrude, avant redevances et déduction faite des frais de transport.

Notre production totale en amont en 2015 a atteint 577 800 barils équivalent pétrole par jour, provenant d'une production record des activités des Sables pétrolifères de 433 600 barils par jour. Cela a été possible grâce à une solide fiabilité découlant de notre engagement indéfectible envers l'excellence opérationnelle.

En juillet 2015, notre Conseil d'administration a approuvé une hausse du dividende trimestriel de 0,29 $ par action ordinaire, reflétant ainsi la capacité de la Société de générer des flux de trésorerie et notre engagement à redistribuer de la valeur aux actionnaires.

Dividendes par action[1]



(1) Fondés sur le nombre moyen des actions en circulation de chaque année de 2011 à 2014 et au 31 décembre 2015 pour 2015.

Efforts de réduction des coûts
Suncor visait la gestion prudente des coûts bien avant la chute des prix du pétrole, mais elle a accéléré ces efforts en établissant des cibles de réduction des coûts ambitieuses dès le début de 2015.

Nous avons mis en place des mesures immédiates pour réduire ou reporter les dépenses discrétionnaires et non essentielles. Nous avons simplifié les processus commerciaux et éliminé les tâches moins prioritaires, ce qui s'est traduit par une réduction durable de nos effectifs d'environ 1 700 personnes. Laisser partir des collègues n'est jamais une décision facile et je suis pleinement conscient des répercussions personnelles de ces mesures pénibles mais nécessaires.

Nos efforts pour améliorer notre efficacité opérationnelle se sont traduits par des coûts d'exploitation réduits, en baisse de près de 1 milliard $ par rapport à l'année précédente, ce qui dépasse les cibles de réduction des coûts annoncée en janvier 2015. Les budgets touchant la sécurité, la fiabilité et la performance environnementale ont été expressément exclus du programme de réduction des coûts.

En ce qui concerne les dépenses en immobilisations, nous avons reporté des projets qui n'avaient pas été approuvés, tels l'agrandissement de MacKay River et de White Rose. En même temps, les projets de construction majeurs comme Fort Hills et Hebron se sont poursuivis tel que prévu. Ces projets de croissance à long terme devraient générer des rendements solides tout au long des différents cycles de prix une fois en production vers la fin de 2017.

Fiabilité
L'accent que nous avons mis sur la fiabilité a porté fruits. L'atteinte de cibles de fiabilité aux installations de valorisation dépassant l'utilisation de 90 % était un objectif quinquennal que nous avions établi en 2012, et que nous avons atteint deux ans plus tôt que prévu en 2015. Nous avons ainsi réduit nos charges décaissées par baril pendant cinq années consécutives. Une telle discipline de fer se traduit par des impacts positifs sur notre résultat net.

Nous avons également réalisé des travaux de maintenance prévus dans le secteur Sables pétrolifères à Firebag et à l'usine de valorisation 1 et dans le secteur Raffinage et commercialisation à nos raffineries d'Edmonton, de Sarnia et de Montréal. Nous l'avons fait tout en maintenant des taux d'utilisation élevés des raffineries près de 94 %.

Transaction d'actifs stratégiques
En 2015, nous avons assumé le contrôle de l'exploitation des installations de cogénération de Poplar Creek, qui fournissent la vapeur et l'électricité à nos installations des Sables pétrolifères en échange de notre participation dans deux installations éoliennes. Par conséquent, nous nous attendons à améliorer l'efficacité, la fiabilité et la rentabilité en amenant dans l'entreprise des actifs essentiels pour nos activités.

Fort Hills
En dépit des faibles prix du pétrole, le projet Fort Hills demeure très intéressant pour nous. Nous nous attendons à ce qu'il fonctionne au moyen de charges décaissées et un capital de maintien faible pendant plus de cinquante ans. Nous considérons ce projet comme l'une des meilleures occasions de croissance durable à long terme dans l'industrie aujourd'hui, grâce à la qualité exceptionnelle des réserves et à notre exécution disciplinée du projet.

En novembre, nous avons acquis une participation additionnelle de 10 % dans le projet Fort Hills de Total E&P Canada Ltd. L'acquisition a offert à Suncor une autre occasion de réduire ses dépenses en immobilisations par baril et d'augmenter le rendement prévu du projet Fort Hills.

Compte tenu de la production de pétrole qui devrait commencer vers la fin de 2017, et de l'atteinte d'une capacité de 90 % au cours de la première année d'activités, le projet devrait produire environ 90 000 barils par jour de bitume de qualité supérieure pour Suncor. Je suis fier des progrès importants accomplis avec le projet Fort Hills.

Capacité accrue dans le secteur In Situ
Au cours de l'année dernière, notre équipe a poursuivi ses efforts visant à réaliser des activités de désengorgement et d'optimisation rentables aux installations in situ de Firebag. Par conséquent, la capacité nominale de Firebag est passée de 180 000 barils par jour à 203 000 barils par jour au 1er janvier 2016.

Accès accru au marché
Nous avons souvent parlé de l'importance de posséder l'infrastructure appropriée pour offrir une connectivité accrue aux marchés actuels et un accès aux nouveaux marchés. Cette infrastructure assure que le Canada reçoit la valeur totale de ses ressources. L'approbation réglementaire et le démarrage subséquent de la canalisation 9 d'Enbridge à la fin de 2015 est l'un des jalons atteints cette année. Ainsi, Suncor peut miser sur une meilleure souplesse pour approvisionner sa raffinerie de Montréal au moyen de différents types de pétrole au prix du brut provenant de l'intérieur des terres. En retour, cela améliore la compétitivité à long terme de cette raffinerie que nous exploitons depuis 1955.

Changements climatiques
Tous nos efforts pour faire fonctionner et croître notre entreprise de façon sécuritaire et responsable sont déployés dans un contexte plus large. Ce macro-environnement comprend des discussions plus larges sur le défi des changements climatiques.

À notre avis, les changements climatiques sont réels et représentent un défi pour toute la planète. Mais nous reconnaissons également que les combustibles fossiles, notamment les sables pétrolifères, en raison de leur abondance et de leur accessibilité, continueront de jouer un rôle important pour répondre à la demande mondiale d'énergie.

En novembre, Suncor, avec d'autres exploitants des sables pétrolifères et organismes environnementaux, a officiellement appuyé le Plan d'action sur les changements climatiques du gouvernement de l'Alberta, qui inclut un régime de tarification du carbone générale combiné à une limite des émissions globales pour les sables pétrolifères. Nous sommes fiers d'avoir collaboré avec d'autres pour appuyer un programme climatique de premier plan en Alberta.

La prévisibilité et la certitude de la tarification et des émissions nous permettent de planifier efficacement la façon dont nous offrons l'énergie qui crée une économie prospère et un mieux-être collectif. Le nouveau programme de l'Alberta établit une nouvelle norme en matière d'ambition et de performance pour la mise en valeur de cette ressource canadienne importante et aborde les préoccupations mondiales à propos des changements climatiques.

Des efforts considérables, l'innovation et l'investissement seront nécessaires pour appuyer le nouveau programme, et je crois que peu importe votre place dans l'industrie énergétique – exploitant, consommateur, organisme de réglementation ou critique – nous voulons tous la même chose : une planète plus en santé pour nous et les générations futures. Nous voulons éviter de nous retrouver dans une situation où nos efforts se traduisent par trop peu trop tard.

À l'échelle internationale, on reconnaît que l'Alberta progresse et prend la tête – avec la nouvelle redevance sur le carbone, une limite des émissions dans les sables pétrolifères et un plan pour éliminer le charbon. Et je crois que Suncor a aussi la responsabilité de participer aux discussions internationales importantes sur les changements climatiques. J'ai été heureux de participer à la Conférence sur les changements climatiques 2015 COP21 des Nations Unies à Paris en décembre dernier avec la délégation canadienne.

En ce qui concerne l'avenir, nous pensons avant tout à ce qui est possible, pas le contraire.

C'est cet état d'esprit qui nous a portés vers des initiatives et des améliorations au sein de l'industrie tel NRG COSIA X-Prize – un prix de 20 millions $ conçu pour accélérer le développement de nouvelles technologies visant à convertir les émissions de dioxyde de carbone provenant des installations au charbon et au gaz naturel en produits valables et utiles, et EVOK, un fonds technologique pour développer des technologies propres basé en Colombie-Britannique.

Le développement technologique continue d'être une partie importante de notre stratégie parce qu'il mène à la réduction des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et de l'empreinte environnementale. Nous dépensons environ 200 millions $ par année pour nos projets de recherche et de développement et considérons ces dépenses comme une partie importante de notre engagement à améliorer notre performance.

À l'échelle internationale, nous observons le passage à une économie à faible intensité carbonique et Suncor a l'intention de faire partie de la solution en investissant dans la technologie et l'innovation.

Offre à Canadian Oil Sands
En octobre 2015, nous avons présenté une offre visant à acquérir les actions en circulation de Canadian Oil Sands Limited (COS). En augmentant notre participation dans Syncrude de 12 % à 49 %, nous croyons que nous pouvons générer une valeur importante pour nos actionnaires. La valeur proviendra de notre capacité à créer des synergies grâce à notre modèle d'exploitation intégré, notre dossier en matière d'excellence opérationnelle et notre expérience de près de 50 ans dans l'exploitation des sables pétrolifères.

Grâce à l'appui solide des actionnaires que nous avons reçu le 5 février 2016, nous avons obtenu le contrôle de COS et avons commencé à l'intégrer à Suncor.

Le repli du marché peut continuer à offrir des occasions dont nous pouvons profiter en raison de la base solide que nous avons construite au cours des dernières années. La recherche de ce genre d'occasions est stratégique et représente une autre façon de créer de la valeur à long terme pour nos actionnaires. En fait, je crois que des entreprises solides voient souvent le jour pendant les replis du marché et notre approche est de considérer cette période difficile comme une occasion et un défi.

L'équipe Suncor
Alors que nous tournons la page sur 2015, la confirmation de ce qui place vraiment Suncor dans une catégorie à part me saute aux yeux. Ce n'est pas seulement notre modèle intégré, notre stratégie et notre base de ressource, ce sont aussi nos employés.

Il est difficile d'imaginer ce qu'aurait été l'année passée sans les gens derrière Suncor. Notre équipe de leadership est en place depuis plusieurs années, offrant une stabilité dans un monde en évolution constante. J'apprécie la force et la discipline des employés de Suncor et la vision, le soutien et la direction de notre Conseil d'administration. Ce sont ces caractéristiques qui nous permettent de résister au contexte difficile de faibles prix du pétrole.

Dans la lettre de l'année dernière, je mentionnais que peu importe l'évolution du contexte des prix, les mesures que nous avions prises au cours des dernières années avaient placé Suncor en solide position pour bien fonctionner malgré le repli. Et que nous le ferions en respectant nos engagements. Je suis fier de dire que c'est ce que nous avons fait et ce que nous continuerons de faire.

Steve Williams
Président et chef de la direction

NOS DIFFÉRENTIATEURS CONCURRENTIELS

La base d'actifs importante, le bilan solide et le modèle intégré de Suncor la distinguent de ses pairs. Nous nous efforçons d'être le concurrent affichant de faibles coûts d'exploitation dans notre industrie. L'optimisation et la réalisation de ces différentiateurs contribuent à notre position de chef de file de l'industrie et jettent les bases de la création de valeur à long terme pour les actionnaires.

1 BASE DE RÉSERVES

Propriétés minières et in situ dans la région des sables pétrolifères de l'Athabaska – l'une des plus importantes bases de ressources dans le monde.

Réserves prouvées et probables de 7,6 milliards de bep.

Plus de 35 années de production aux taux actuels.

Importants projets de dépenses en immobilisations, incluant Fort Hills, pour accroître et maintenir la production de façon rentable.

Pour plus d'information sur notre base de réserves et de ressources, se reporter à notre Notice annuelle datée du 25 février 2016.

2 EXPERTISE DE L'INDUSTRIE

Expérience de plusieurs décennies à développer de façon responsable la plus importante participation dans les sables pétrolifères dans le cadre des activités minières et in situ.

Portefeuille diversifié d'investissements extracôtiers, y compris le secteur britannique de la mer du Nord, ainsi que tous les actifs producteurs courants et les projets de développement majeurs au large de la côte Est du Canada.

Expérience approfondie dans les secteurs intermédiaire et aval, y compris les activités de raffinage, de commercialisation, d'approvisionnement et d'échanges.

3 DÉVELOPPEMENT DURABLE

Collaboration avec les pairs de l'industrie et les organismes gouvernementaux de pointe afin de recommander des solutions qui aident à documenter la politique climatique de premier plan du gouvernement de l'Alberta.

Contribution à notre avenir énergétique grâce à des programmes de parrainage et de soutien dont The Energy Futures Lab, Student Energy, NRG-COSIA X-Prize, EVOK et Walrus Talks Energy.

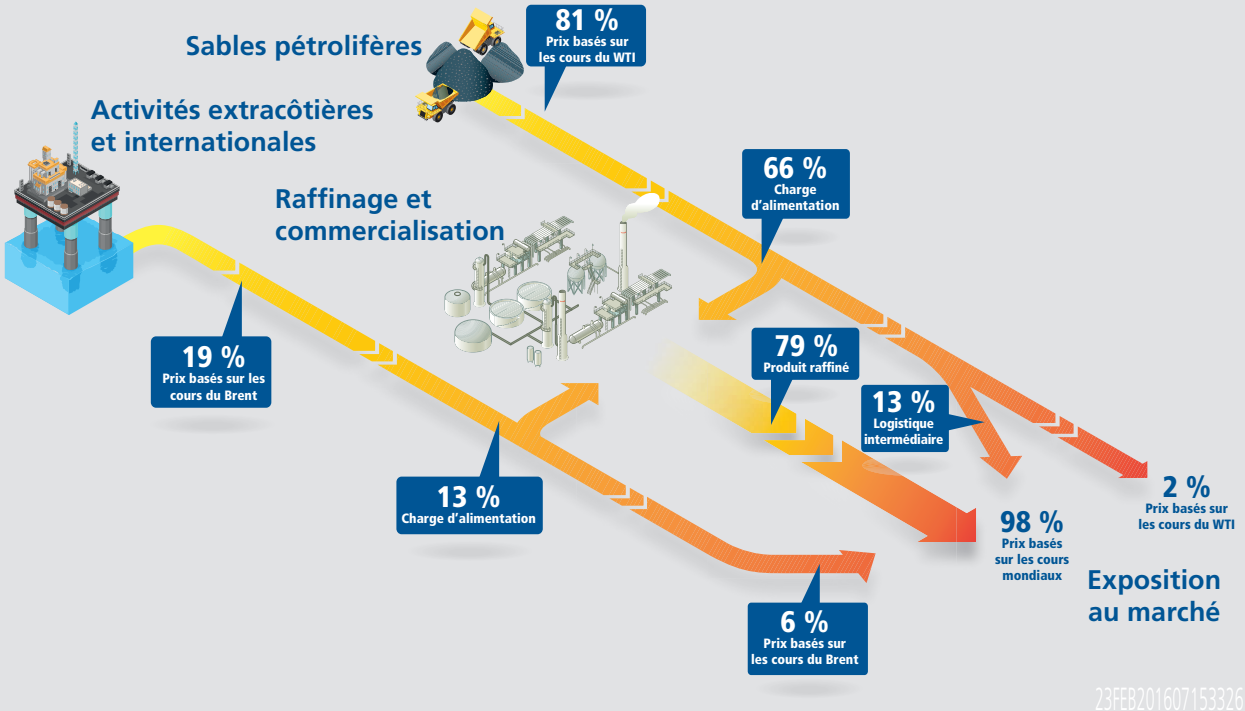
Atteinte de nombreux objectifs environnementaux incluant la réduction de la consommation de l'eau douce de 12 %, l'augmentation de la remise en état des terres perturbées de 100 % et l'amélioration de l'efficacité énergétique d'ici la fin de 2015 comparativement à 2007.

Pour plus d'information sur notre développement durable, consulter le *Rapport sur le développement durable 2015* de Suncor.

Contributions de Suncor à des organismes caritatifs et sans but lucratif au cours des 15 dernières années.

190 millions $

Production de pétrole brut en amont[1]



4 MODÈLE INTÉGRÉ ÉPROUVÉ

Du sous-sol à la station-service, nous optimisons les profits à chaque maillon de la chaîne de valeur.

Modèle flexible nous permettant de tirer parti de la fluctuation des prix du marché. En 2015, nous avons bénéficié des prix mondiaux sur 98 % de notre production en amont.

Flexibilité opérationnelle accrue grâce à l'accroissement de notre capacité de transport et de notre accès par pipeline, par rail et par bateau.

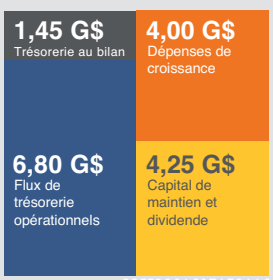
23FEB201607152248

5 CAPACITÉ FINANCIÈRE

Bilan solide qui permettra la poursuite du développement de projets stratégiques à long terme dans le contexte actuel de prix du brut plus faibles.

Notre aptitude à réduire les coûts, l'accent que nous mettons sur la gestion rigoureuse du capital et notre capacité à dépenser selon nos moyens ont permis de dégager des flux de trésorerie opérationnels supérieurs à nos engagements à maintenir le capital et les dividendes en 2015.

Redistribution de liquidités aux actionnaires grâce à la croissance prouvée des dividendes et les rachats d'actions.



(1) Basée sur les volumes de production de pétrole brut et de liquides pour 2015. Les Sables pétrolifères incluent les volumes de Syncrude et le condensat fourni par des tiers et utilisé dans les mélanges.

PERSPECTIVES DE LA SOCIÉTÉ POUR 2016

Le tableau ci-dessous résume les prévisions tirées des perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice 2016 et les résultats réels pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. Pour plus d'information au sujet des perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice 2016 notamment sur les hypothèses, visiter www.suncor.com/fr/investor/3854.aspx. Veuillez également consulter la rubrique « Mises en garde » du présent rapport annuel.

	Perspectives pour l'ensemble de l'exercice 2015 au 28 octobre 2015	Exercice réel clos le 31 décembre 2015	Perspectives pour l'ensemble de l'exercice 2016 au 3 février 2016
Activités des Sables pétrolifères (en b/j)	410 000 – 440 000	433 600	**400 000 – 425 000**
Syncrude (en b/j)[1]	32 000 – 36 000	29 800	**30 000 – 35 000**
Exploration et production (en bep/j)[2]	108 000 – 119 000	114 400	**95 000 – 105 000**
Production totale (en bep/j)	550 000 – 595 000	577 800	**525 000 – 565 000**
Charges opérationnelles décaissées des Sables pétrolifères (en $/b)[3]	28,00 $ – 31,00 $	27,85 $	**27,00 $ – 30,00 $**
Débit de production des raffineries (en b/j)	410 000 – 450,000	432 100	**420 000 – 440 000**
Taux d'utilisation des raffineries[4]	89 % – 97 %	94 %	**91 % – 95 %**

(1) Reflète la quote-part de 12 % de Suncor dans la production de Syncrude, basée sur la vision de Suncor quant au plan d'exploitation 2016 préliminaire de Syncrude.

(2) Au moment de la publication, la production en Libye est toujours touchée par des troubles civils et, par conséquent, les perspectives ne sont pas fournies. Les perspectives pour l'ensemble de l'exercice 2016 pour la production totale de Suncor excluent la production en Libye.

(3) Les charges opérationnelles décaissées par baril sont des mesures financières hors PCGR. Voir les Mises en garde dans le rapport de gestion.

(4) 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.

Suncor prévoit que la production tirée des activités d'exploitation des Sables pétrolifères se situera en moyenne entre 400 000 b/j et 425 000 b/j en 2016. La baisse de 2015 inclut les impacts d'une révision complète de l'usine de valorisation 2.

Pour le secteur Exploration et production, Suncor prévoit une production moyenne entre 95 000 bep/j et 105 000 bep/j en 2016 qui suppose un déclin naturel du rendement des gisements et une production accrue de l'unité d'extension sud d'Hibernia en 2016.

Les débits de production et les taux d'utilisation des raffineries sont conformes aux résultats de 2015 et à l'incidence des activités de maintenance planifiées en 2016.

Dépenses en immobilisations[1]

(en millions de dollars)	Perspectives pour l'ensemble de l'exercice 2016 au 3 février 2016	% de capital de croissance[2]
Amont	5 250 – 5 600	65 %
Aval	700 – 800	5 %
Société	50 – 100	5 %
	6 000 – 6 500	**55 %**

(1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte des intérêts capitalisés de 600 millions $ à 700 millions $.

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

MISES EN GARDE

Renseignements prospectifs
Le présent rapport annuel renferme des énoncés prospectifs et de l'information prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs »), au sens des lois sur les valeurs canadiennes et américaines applicables, et d'autres informations fondées sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que Suncor 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 l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevances applicables et les lois fiscales; 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 et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers.

En outre, tous les autres énoncés et les autres 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 opérationnels et 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 », « prévoit », « estimations », « planifie », « prévu », « entend », « croit », « projets », « indique », « pourrait », « se concentre », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « peut » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs du présent rapport annuel comprennent ceux qui sont mentionnés à la rubrique « Mises en garde – Énoncés prospectifs » du rapport de gestion figurant dans le présent rapport annuel, ainsi que ce qui suit :

- le fait que Suncor soit d'avis que la technologie, l'innovation, le respect de nos principes, la stratégie et la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations aideront Suncor à sortir plus forte de cette période difficile;
- la vision et la stratégie de Suncor, y compris l'optimisation des activités de base, la poursuite d'une croissance rentable, la redistribution des liquidités aux actionnaires et le fait d'être un chef de file de l'industrie en matière de développement durable;
- les projets de croissance de Suncor (Fort Hills et Hebron) devraient générer des rendements solides tout au long des différents cycles de prix une fois en production vers la fin de 2017;
- le fait que Suncor soit d'avis que Fort Hills peut fonctionner au moyen de charges opérationnelles décaissées et d'un capital de soutien pendant plus de 50 ans et que le projet représente l'une des meilleures occasions de croissance durable à long terme dans l'industrie aujourd'hui;
- les prévisions de Suncor pour 2016 et par la suite, incluant les perspectives de la Société pour 2016, et l'accent qu'elle met sur les occasions mentionnées dans le Message aux actionnaires;
- le fait que Suncor soit d'avis que la technologie permet de réduire les dépenses en immobilisations, les coûts d'exploitation et l'empreinte environnementale;
- les investissements de Suncor, notamment ceux dans la recherche et le développement;
- le fait que Suncor soit d'avis que l'acquisition des actions en circulation de COS peut générer une valeur importante pour les actionnaires des deux entreprises;
- l'attente de Suncor selon laquelle des réserves prouvées et probables de 7,6 milliards de bep fourniront plus de 35 années de production aux taux actuels;
- le fait que Suncor soit d'avis qu'elle peut générer une valeur importante pour les actionnaires de Suncor et de COS; et
- le fait que Suncor soit d'avis qu'elle est bien positionnée pour surmonter le ralentissement et continuera de respecter ses engagements à l'avenir.

Les énoncés et renseignements 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 qui sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer sensiblement de ceux exprimés ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs de celle-ci; il est donc conseillé aux lecteurs de ne pas s'y fier indûment. Bon nombre de ces facteurs de risque et d'autres hypothèses concernant les énoncés et les renseignements 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 25 février 2016 et disponible à www.sedar.com et à www.sec.gov, ces facteurs 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 perspectives de Suncor sont fondées sur les hypothèses suivantes relativement aux prix du pétrole : WTI, Cushing de 39 $ US le baril; Brent, Sullom Voe de 40 $ US le baril; et WCS, Hardisty de 26 $ US le baril. En outre, les perspectives sont fondées sur l'hypothèse d'un prix du gaz naturel (prix au comptant AECO-C) de 2,50 $ CA par GJ, d'un taux de change $ US/$ CA de 0,70 $ et de ventes de brut synthétique sulfureux de 290 000 à 315 000 b/j. Les hypothèses posées pour établir les prévisions de production des Sables pétrolifères et de Syncrude pour 2016 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui selon la Société devraient réduire la maintenance non planifiée pour 2016. Les hypothèses posées pour établir les prévisions de production des secteurs Exploration et production pour 2016 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 2016 incluent, sans toutefois s'y limiter : Approvisionnement en bitume. L'approvisionnement en bitume peut varier selon les travaux de maintenance non planifiés devant être effectués 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 et moment de l'acquisition de COS. 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 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 traitement du gaz naturel, 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 perspectives de production ou de réduire nos programmes de dépenses en immobilisations; et 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.

Réserves

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en milliers de pieds cubes équivalent (kpi^{3}e), en supposant qu'un baril équivaut à six mille pieds cubes. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep) et en milliers de bep (kbep) selon le même ratio. Se référer à la rubrique « Mises en garde – conversions des mesures » du rapport de gestion.

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 2015. 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 25 février 2016 disponible à www.sedar.com et www.sec.gov.

RAPPORT DE GESTION

Le 25 fevrier 2016

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 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 25 février 2016 (la « notice annuelle de 2015 »), 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

13 Sommaire des donnees financieres et d'exploitation

15 Aperçu de Suncor

18 Information financiere

23 Resultats sectoriels et analyse

37 Analyse des resultats du quatrieme trimestre de 2015

39 Donnees financieres trimestrielles

43 Mise a jour concernant les depenses en immobilisations

47 Situation financiere et situation de tresorerie

53 Methodes comptables et estimations comptables critiques

58 Facteurs de risque

65 Autres elements

67 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.

Mesures financieres hors PCGR
Certaines mesures financieres contenues dans le present rapport de gestion, a savoir le resultat d'exploitation, les flux de tresorerie d'exploitation, le rendement du capital investi (le « RCI »), les charges d'exploitation decaissees du secteur Sables petroliferes, les flux de tresorerie disponibles et les stocks selon la methode du dernier entre, premier sorti (« DEPS »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Des rapprochements du resultat d'exploitation, des charges d'exploitation decaissees du secteur Sables petroliferes 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 aux rubriques « Information financiere » et « Resultats sectoriels et analyse » du present rapport de gestion. Les flux de tresorerie d'exploitation, le RCI et les flux de tresorerie disponibles 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 kpi^{3}e dans le present rapport de gestion, en supposant que six kpi^3 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)	2015	2014	2013
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	**29 208**	39 862	39 593
Résultat net	**(1 995)**	2 699	3 911
par action ordinaire – de base	**(1,38)**	1,84	2,61
par action ordinaire – dilué	**(1,38)**	1,84	2,60
Résultat d'exploitation [1)]	**1 465**	4 620	4 700
par action ordinaire – de base	**1,01**	3,15	3,13
Flux de trésorerie d'exploitation [1)]	**6 806**	9 058	9 412
par action ordinaire – de base	**4,71**	6,19	6,27
Dividendes versés sur les actions ordinaires	**1 648**	1 490	1 095
par action ordinaire – de base	**1,14**	1,02	0,73
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – de base	**1 446**	1 462	1 501
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – dilué	**1 447**	1 465	1 502
RCI [1),2)] (%)	**0,6**	8,6	11,5
Dépenses en immobilisations [3)]	**6 220**	6 530	6 380
De maintien	**2 602**	3 014	3 725
De croissance	**3 618**	3 516	2 655
Flux de trésorerie disponibles [1)]	**139**	2 097	2 635
État de la situation financière (au 31 décembre)			
Total de l'actif	**77 527**	79 671	78 315
Dette à long terme [4)]	**14 556**	12 523	10 660
Dette nette	**11 254**	7 834	6 256
Total du passif	**38 488**	38 068	37 135

1) Mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
2) Le RCI ne tient pas compte des coûts des projets majeurs en cours incorporés à l'actif.
3) Compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif.
4) Compte tenu de la tranche courante de la dette à long terme.

Sommaire des données d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	2013
Volumes de production (kbep/j)			
Sables pétrolifères	**463,4**	421,9	392,5
Exploration et production	**114,4**	113,0	169,9
Total	**577,8**	534,9	562,4
Composition de la production			
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	**99/1**	99/1	94/6
Prix de vente moyen obtenu ($/bep)			
Sables pétrolifères	**49,46**	87,46	82,83
Exploration et production	**60,53**	103,05	91,44
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	**432,1**	427,5	431,3
Taux d'utilisation des raffineries[1),2)] (%)			
Est de l'Amérique du Nord	**94**	90	91
Ouest de l'Amérique du Nord	**93**	95	96
	94	93	94

1) 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.

2) Hausses de la capacité nominale des raffineries :
   - En date du 1er janvier 2014, la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton est passée de 140 000 b/j à 142 000 b/j;
   - En date du 1er janvier 2013, la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton est passée de 135 000 b/j à 140 000 b/j;
   - Les taux d'utilisation des exercices précédents n'ont pas été recalculés, et ils reflètent donc la capacité nominale d'avant les révisions à la hausse.

Sommaire des résultats sectoriels

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
Résultat net			
Sables pétrolifères	**(856)**	1 776	2 040
Exploration et production	**(758)**	653	1 000
Raffinage et commercialisation	**2 266**	1 692	2 022
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(2 647)**	(1 422)	(1 151)
Total	**(1 995)**	2 699	3 911
Résultat d'exploitation[1)]			
Sables pétrolifères	**(111)**	2 771	2 098
Exploration et production	**7**	857	1 210
Raffinage et commercialisation	**2 234**	1 692	2 022
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(665)**	(700)	(630)
Total	**1 465**	4 620	4 700
Flux de trésorerie d'exploitation[1)]			
Sables pétrolifères	**2 835**	5 400	4 556
Exploration et production	**1 386**	1 909	2 316
Raffinage et commercialisation	**2 872**	2 178	2 618
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(287)**	(429)	(78)
Total	**6 806**	9 058	9 412

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

2. APERÇU DE SUNCOR

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. 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 commercialisons de temps à autre les produits pétroliers de tiers. 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.

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 parmi les plus importantes de l'industrie dans le secteur des sables pétrolifères; un modèle intégré qui a fait ses preuves; 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 de Suncor met de l'avant des projets, comme celui de Fort Hill et l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS »), qui devraient assurer la rentabilité à long terme de ses activités. Les importantes réserves 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 de désengorgement et d'agrandissement 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. 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 2015

Sommaire des résultats financiers

- La Société a enregistré une perte nette de 1,995 G$ pour 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 2,699 G$ pour 2014.
- Le résultat d'exploitation[1)] s'est chiffré à 1,465 G$ en 2015, comparativement à 4,620 G$ en 2014.
- Les flux de trésorerie d'exploitation[1)] se sont établis à 6,806 G$ en 2015, en comparaison de 9,058 G$ en 2014.
- Le RCI[1)] (compte non tenu des projets majeurs en cours) s'est établi à 0,6 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2015, en baisse par rapport à celui de 8,6 % enregistré pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2014. Si l'on ne tient pas compte de l'incidence des pertes de valeur, le RCI de la période de 12 mois close le 31 décembre 2015 augmente pour s'établir à 4,2 % (11,5 % en 2014).

1) Le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

L'engagement de Suncor pour la gestion rigoureuse des dépenses, l'excellence opérationnelle et l'amélioration de la fiabilité lui a permis de générer des flux de trésorerie d'exploitation qui ont permis de financer entièrement les dépenses de maintien et les dividendes payés au cours de l'exercice.

- La gestion prudente des dépenses en immobilisations a permis à Suncor de clore l'exercice 2015 en enregistrant des dépenses en immobilisations de 6,220 G$, ce qui se situe dans sa fourchette prévisionnelle révisée de 5,8 G$ à 6,4 G$ et qui est inférieur de 1,0 G$ à l'extrémité inférieure de sa fourchette prévisionnelle initiale pour 2015.
- Vu la baisse continue des prix du pétrole brut, Suncor a annoncé une réduction de 750 M$ de son budget alloué aux dépenses en immobilisations pour 2016 et a notamment reporté à 2017 les travaux de maintenance planifiés devant être effectués à Firebag. Cette réduction ne devrait pas avoir de répercussions sur les cibles que la société s'est fixées en matière de sécurité, de fiabilité, de performance environnementale et de production.
- L'amélioration continue et la fiabilité prouvée des installations de raffinage de la Société ont permis d'augmenter de 94 % le taux d'utilisation global des raffineries, et ce, malgré les travaux de maintenance planifiés qui y ont été exécutés.
- La Société poursuit ses initiatives en vue d'optimiser l'utilisation des installations et d'accroître la productivité de la main-d'œuvre. À ce chapitre, elle a enregistré un pourcentage de fiabilité des activités de valorisation des Sables pétrolifères supérieur à 90 % plus d'un an plus tôt que prévu dans son plan initial de valorisation de 315 000 b/j d'ici 2017.

L'accent soutenu mis sur la gestion des coûts a permis à la Société de réduire de 18 % les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères.

- Suncor a réduit les charges d'exploitation décaissées par baril[1)] annuelles, les faisant passer de 33,80 $/b en 2014 à 27,85 $/b en 2015, soit leur plus bas niveau depuis 2007.
- Suncor a respecté ses engagements à l'égard des objectifs de fiabilité et des mesures de réduction des coûts qu'elle avait annoncés au début de 2015 en réduisant ses charges d'exploitation de près de 1 G$. Dans le contexte actuel de baisse des prix, l'approche rigoureuse de Suncor au chapitre de la gestion des coûts revêt toute son importance.

Grâce à l'excellent bilan de Suncor, la Société est en bonne position pour saisir des occasions de croissance rentable à long terme.

- À la clôture de l'exercice, la Société affichait 4,0 G$ en trésorerie et en équivalents de trésorerie et, au 31 décembre 2015, un montant de 7,0 G$ était disponible sur ses facilités de crédit.
- Suncor a acquis une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de sables pétrolifères de Fort Hills en 2015. Les activités liées au projet respectent le calendrier prévu, et tous les jalons décisifs qui avaient été fixés pour 2015 ont été franchis, la construction étant achevée à plus de 50 % à la fin de de l'exercice. La production de pétrole devrait débuter au quatrième trimestre de 2017 et s'accroître pour atteindre 90 % de la capacité brute prévue de 180 000 b/j dans un délai de 12 mois.
- La construction du projet Hebron s'est poursuivie en 2015 et les premiers barils de pétrole sont attendus à la fin de 2017.
- Après la clôture de l'exercice, Suncor a acquis 84,2 % des actions de COS à raison de 0,28 action de Suncor pour chaque action de COS. Suncor a l'intention d'acquérir la tranche restante de 15,8 % des actions de COS d'ici la fin du premier trimestre. La transaction visant COS a été évaluée 6,9 G$ au moment de l'acquisition.

La Société continue d'investir dans l'intégration et l'accès au marché.

- Le secteur Raffinage et commercialisation continue de rehausser la valeur du modèle intégré de la Société grâce à un bénéfice d'exploitation de 2,234 G$, en hausse de 32 % comparativement à l'exercice précédent.
- Au quatrième trimestre de 2015, Suncor a commencé à expédier du pétrole brut à la raffinerie de Montréal sur la canalisation 9 d'Enbridge. L'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge procurera à Suncor la souplesse nécessaire pour approvisionner sa raffinerie de Montréal en différents types de pétrole au prix du brut provenant de l'intérieur des terres.
- Au troisième trimestre de 2015, la Société a conclu, avec TransAlta Corporation (« TransAlta »), un échange d'actifs hors trésorerie et un contrat de location aux termes desquels Suncor a pris le contrôle des activités des installations de cogénération de Poplar Creek, qui fournissent de la vapeur et de l'énergie aux installations du secteur Sables pétrolifères de la Société, en échange du parc éolien Kent Breeze de Suncor et de sa quote-part du parc éolien Wintering Hills. L'apport des actifs de Poplar Creek dans l'entreprise devrait améliorer la fiabilité et la rentabilité de l'ensemble des activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor.
- Le modèle intégré de la Société et un excellent accès au marché ont permis à Suncor d'obtenir des prix mondiaux sur des volumes équivalant à près de 98 % de sa production en amont en 2015, comparativement à 97 % en 2014.

1) Les charges d'exploitation décaissées par baril représentent une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

La production du secteur Sables pétrolifères s'accroît de 11 % grâce à l'excellente fiabilité du secteur Sables pétrolifères et au rendement record des activités *in situ*.

- La capacité nominale de Firebag a augmenté, passant de 180 000 b/j à 203 000 b/j, en raison de l'efficience des activités de désengorgement et de l'optimisation des activités souterraines ainsi que de la production record enregistrée à Firebag en 2015.
- Le ratio vapeur-pétrole de Firebag n'a jamais été aussi bas, s'établissant à 2,6 pour l'exercice, ce qui s'explique par l'excellent rendement des puits intercalaires et par l'optimisation des stratégies de gestion des réservoirs.
- La production de MacKay River a augmenté de 14 % par suite du projet de désengorgement.

Suncor a redistribué des liquidités à ses actionnaires sous forme de dividendes, lesquels ont augmenté de plus de 10 %.

- La Société a versé des dividendes de 1,648 G$ en 2015, ce qui rend compte d'une hausse de son dividende trimestriel par rapport à l'exercice précédent et fait foi de son engagement à offrir de la valeur à ses actionnaires.

3. INFORMATION FINANCIÈRE

Résultat net

Suncor a enregistré une perte nette de 1,995 G$ en 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 2,699 G$ pour 2014. La perte nette 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 la perte nette de 2015 et le bénéfice net de 2014 comprennent ceux décrits ci-après.

- En 2015, la Société a comptabilisé, à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation, une perte 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 une perte de valeur de 290 M$ au titre de sa participation dans le projet minier Joslyn et de 54 M$ au titre 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$ liée au 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 de certains terminaux d'exportation, de la montée de l'agitation politique et de l'incertitude accrue quant à savoir si les activités de la Société dans ce pays reprendront leur cours normal, 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.
- La Société a comptabilisé en 2015 une perte de change latente après impôt de 1,930 G$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars US, en comparaison de 722 M$ en 2014.
- En 2015, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 68 M$ à la cession de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy faisant partie du secteur Raffinage et commercialisation.
- 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.
- La Société a comptabilisé un produit d'impôt de 406 M$ en 2015 pour le secteur Exploration et production (« E&P »), lié à une baisse de 12 % du taux d'imposition au Royaume-Uni.
- En 2015, la Société a comptabilisé un produit d'assurance après impôt de 75 M$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova du secteur E&P.
- En 2015, la Société a comptabilisé des charges de restructuration après impôt de 57 M$ liées aux mesures de réduction des coûts mises en œuvre par le secteur Siège social.
- En 2014, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 61 M$ découlant de la vente de ses actifs gaziers de Wilson Creek faisant partie du secteur E&P.
- En 2014, la Société a comptabilisé un ajustement lié à une charge d'impôt exigible et une charge d'intérêts connexe de 54 M$ en raison du calendrier des déductions pour amortissement aux fins de l'impôt de certaines dépenses en immobilisations engagées par le secteur Sables pétrolifères au cours d'une période précédente.
- En 2014, les activités de mise en valeur du projet minier Joslyn ont été réduites afin de prioriser les études techniques et d'ainsi optimiser davantage les ressources visées dans le cadre du projet. Par suite de son évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus et en raison de l'incertitude entourant le projet, notamment en ce qui a trait au calendrier des plans de mise en valeur, la Société a comptabilisé en résultat net une perte de valeur après impôt de 718 M$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.
- En 2014, compte tenu de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation en Libye et de ses plans de production pour la durée résiduelle des contrats de partage de la production, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 297 M$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.
- La Société a comptabilisé en 2014 une perte de valeur après impôt de 223 M$ liée à son secteur Sables pétrolifères après avoir procédé à un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec ses stratégies de croissances révisées et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière. Ces actifs comprennent notamment un pipeline et le compresseur qui s'y raccorde, ainsi que des composants servant à la production de vapeur.
- En 2014, la Société a comptabilisé un bénéfice après impôt de 32 M$ lié à un accord lui donnant droit à une réévaluation de ses réserves de l'ordre de 1,2 million de barils de pétrole en raison de la participation qu'elle détenait auparavant dans un actif norvégien.

Résultat d'exploitation

Rapprochement du résultat d'exploitation consolidé [1)]

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
Résultat net présenté	**(1 995)**	2 699	3 911
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	**1 930**	722	521
Pertes de valeur, déduction faite des reprises, et provisions [2)]	**1 599**	1 238	563
Charges de restructuration	**57**	—	—
Produit tiré d'instruments d'atténuation des risques [2)]	**(75)**	—	(223)
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur [3)]	—	—	58
Profit sur cessions importantes [4)]	**(68)**	(61)	(130)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	**17**	54	—
Réévaluation des réserves	—	(32)	—
Résultat d'exploitation [1)]	**1 465**	4 620	4 700

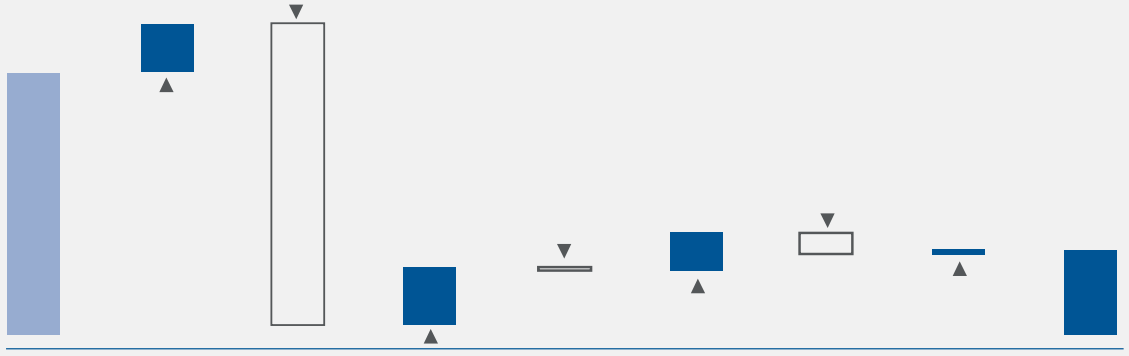
1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

2) En 2013, la Société a comptabilisé, à l'égard du secteur Exploration et production, une perte de valeur après impôt de 563 M$ liée à ses actifs en Syrie et en Libye et à ses actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Conjointement avec la perte de valeur des actifs en Syrie, la Société a comptabilisé un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques de 223 M$ après impôt, montant qui avait été précédemment comptabilisé à titre de provision non courante.

3) En 2013, la Société a comptabilisé une charge après impôt de 58 M$ attribuable à l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur.

4) En 2013, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 130 M$ découlant de la vente de ses activités liées au gaz naturel conventionnel.

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 enregistré un bénéfice d'exploitation consolidé de 1,465 G$ en 2015, en comparaison de 4,620 G$ en 2014. Cette baisse tient essentiellement à la réduction du bénéfice d'exploitation dégagé par les secteurs Sables pétrolifères et E&P, qui s'explique par l'importante diminution des prix obtenus en amont qui a découlé de la baisse des cours de référence du brut. Ce recul a été partiellement contrebalancé par la hausse de la production dégagée par le secteur Sables pétrolifères grâce à la fiabilité améliorée des installations, par le bénéfice d'exploitation record dégagé par le secteur Raffinage et commercialisation à la faveur du contexte de prix favorable en aval et par la baisse des charges d'exploitation pour l'ensemble des activités de la Société.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation consolidés se sont chiffrés à 6,806 G$ en 2015, en comparaison de 9,058 G$ en 2014. Les flux de trésorerie d'exploitation reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

Comparaison des résultats de 2014 avec ceux de 2013

Suncor a enregistré un bénéfice net de 2,699 G$ pour 2014, en comparaison de 3,911 G$ pour 2013. Le résultat net a subi l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation indiqués ci-dessous et des ajustements du résultat net dont il est question ci-dessus.

Suncor a enregistré un bénéfice d'exploitation de 4,620 G$ en 2014, en comparaison de 4,700 G$ en 2013. Ce recul est principalement attribuable à la baisse du bénéfice d'exploitation du secteur E&P qui a résulté de la diminution du volume de production à Buzzard, à la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel de la Société en 2013, à la baisse des prix obtenus et à l'apport moindre provenant des activités en Libye. De plus, le bénéfice d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation a diminué en raison de la baisse généralisée des prix en aval. Ces facteurs ont été partiellement compensés par la hausse de la production du secteur Sables pétrolifères et l'augmentation des prix obtenus pour sa production, qui ont été favorisés par les taux de change favorables.

Les flux de trésorerie d'exploitation consolidés se sont chiffrés à 9,058 G$ en 2014, en comparaison de 9,412 G$ en 2013. Les flux de trésorerie d'exploitation ont diminué en raison principalement du fléchissement de la production du secteur E&P et de la diminution des prix obtenus pour celle-ci, ainsi qu'en raison de la diminution des marges dégagées par le secteur Raffinage et commercialisation et de l'incidence du règlement de positions de négociation dans le secteur Négociation de l'énergie. Ces facteurs ont toutefois été partiellement compensés par la hausse de la production du secteur Sables pétrolifères et par l'augmentation des prix moyens obtenus pour celle-ci.

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 le 31 décembre	**2015**	2014	2013
Pétrole brut WTI à Cushing ($ US/b)	**48,75**	93,00	97,95
Pétrole brut Brent à Sullom Voe ($ US/b)	**53,60**	99,50	108,75
Écart de prix Brent daté/Maya FOB ($ US/b)	**9,50**	13,70	11,65
MSW à Edmonton ($ CA/b)	**57,60**	94,85	96,80
WCS à Hardisty ($ US/b)	**35,25**	73,60	72,75
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty ($ US/b)	**13,50**	19,40	25,20
Condensat à Edmonton ($ US/b)	**47,35**	92,95	101,70
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO ($ CA/kpi^3)	**2,65**	4,50	3,15
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta ($ CA/MWh)	**33,40**	49,65	79,95
Port de New York, marge de craquage 3-2-1[1)] ($ US/b)	**19,70**	19,65	23,90
Chicago, marge de craquage 3-2-1[1)] ($ US/b)	**18,50**	17,40	21,40
Portland, marge de craquage 3-2-1[1)] ($ US/b)	**25,15**	20,15	24,00
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1[1)] ($ US/b)	**18,35**	16,50	20,55
Taux de change ($ US/$ CA)	**0,78**	0,91	0,97
Taux de change à la fin de la période ($ US/$ CA)	**0,72**	0,86	0,94

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 diminué pour s'établir à 48,75 $ US/b en 2015, en comparaison de 93,00 $ US/b en 2014.

Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, pour lequel le prix obtenu 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. Les cours du MSW à Edmonton et du WCS à Hardisty ont diminué en 2015 par rapport à 2014, de sorte que les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux ont été moins élevés.

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 les prix du diluant (condensat à Edmonton et pétrole brut synthétique). La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influer sur les prix obtenus pour le bitume. Les prix moyens du WCS à Hardisty et du condensat à Edmonton ont diminué considérablement en 2015 par rapport à 2014, ce qui a donné lieu à une baisse des 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 diminué par rapport à l'exercice précédent pour s'établir en moyenne à 53,60 $ US/b en 2015, en comparaison de 99,50 $ US/b en 2014.

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 2,65 $ le kpi^3 en 2015, en baisse comparativement à 4,50 $ le kpi^3 en 2014.

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 du premier entré, premier sorti (« 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 2015 par rapport à 2014, 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. Le prix moyen du réseau commun d'énergie de l'Alberta a reculé pour s'établir à 33,40 $/MWh en 2015, comparativement à 49,65 $/MWh en 2014.

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 2015, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 0,91 à 0,78 ce qui a eu une incidence favorable sur les prix obtenus par la Société en 2015.

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

Sensibilités 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 flux de trésorerie d'exploitation de 2015 si les changements indiqués s'étaient produits.

(variation estimée, en millions de dollars)	Résultat net	Flux de trésorerie d'exploitation
Pétrole brut +1,00 $ US/b	165	165
Gaz naturel +0,10 $ CA/kpi[3]	(15)	(15)
Écart léger/lourd +1,00 $ US/b	5	5
Marges de craquage 3-2-1 +1,00 $ US/b	120	120
Change +0,01 $ US/$ CA [3)] pour les activités d'exploitation	(135)	(135)
Incidence du change sur la dette libellée en dollars américains +$0,01 $ US/$ CA [3)]	140	—

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) Les écarts entre les estimations liées au résultat net et les estimations relatives aux flux de trésorerie d'exploitation s'expliquent principalement par l'incidence de la réévaluation de la dette libellée en dollars américains qui est prise en compte dans le résultat net mais pas dans les flux de trésorerie d'exploitation.

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, à l'énergie et à la remise en état, dont les actifs du projet de gestion des résidus TRO[MC].
  - **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 installations permettant d'importer du diluant et des installations de refroidissement et de mélange du bitume, de même que des actifs de stockage connexes. La production *in situ* est valorisée dans le cadre des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, ou mélangée à du diluant et commercialisée directement auprès de la clientèle.
- Le secteur **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprend la participation de 50,8 % de la Société dans le projet d'exploitation minière Fort Hills, pour lequel elle agit à titre d'exploitant, ainsi que sa participation de 36,75 % dans le projet d'exploitation minière Joslyn North, pour lequel elle n'agit pas à titre d'exploitant. La Société détient également une participation de 12,0 % dans la coentreprise Syncrude, qui exerce des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères, ainsi qu'une participation indirecte supplémentaire de 30,9 % par l'intermédiaire de sa participation de 84,2 % dans COS, qui détient une participation de 36,74 % dans la coentreprise Syncrude.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Le secteur E&P de Suncor comprend les activités extracôtières de la côte Est du Canada et de 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 une participation de 20,0 % dans le projet de base Hibernia, une participation de 19,13 % dans l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia (participation de 19,51 % réajustée en date du 1er décembre 2015), une participation de 27,5 % dans le projet de base White Rose et une participation de 26,125 % dans les projets d'extension à White Rose. En date du 1er janvier 2016, la participation directe de Suncor dans le projet Hebron a été réajustée, passant de 22,729 % à 21,034 %. Les projets sont tous exploités par d'autres sociétés, sauf Terra Nova. Suncor détient également des participations dans plusieurs autres permis d'exploration au large de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse. E&P Canada comprend également les participations directes de Suncor dans des biens productifs de gaz naturel non conventionnel situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
- Les activités d'**E&P International** comprennent la participation directe de 29,89 % de Suncor dans Buzzard et sa participation de 26,69 % dans Golden Eagle. Ces projets sont tous deux menés dans la portion britannique de la mer du Nord et sont exploités par une autre société. 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. À la fin de 2015, la production en Libye subissait toujours les contrecoups 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 mené dans les régions d'Ash Shaer et de Cherrife. Les activités de la Société en Syrie ont été suspendues indéfiniment en 2011, en raison de l'agitation politique dans le pays.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor comprend deux grandes catégories d'activités :

- Les activités de **raffinage et d'approvisionnement** consistent à raffiner du pétrole brut et des charges d'alimentation intermédiaires en vue de les transformer en divers produits pétroliers et pétrochimiques. Ces activités englobent les suivantes :
  - Les activités menées dans l'**est de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation d'une raffinerie située à Montréal (Québec), d'une raffinerie située à Sarnia (Ontario), et d'une usine de lubrifiants située à Mississauga (Ontario), qui fabrique et mélange des produits commercialisés à l'échelle mondiale.
  - 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 une usine de récupération du soufre, des installations pétrochimiques et des terminaux de produits pipeliniers situés au Canada et aux États-Unis.
- En aval, 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 au Canada, exploitées sous la bannière Petro-Canada, et d'autres détaillants au Canada et 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. Les lubrifiants sont commercialisés à l'échelle mondiale par l'entremise de commerces exploités par la Société et de réseaux de distribution.

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 liées à l'**énergie renouvelable** comprennent six projets d'énergie éolienne exploités un peu partout au Canada, dont le parc éolien Cedar Point, le plus récent ajout au portefeuille, et l'usine d'éthanol de St. Clair (Ontario).
- 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 2015

- La production du secteur Sables pétrolifères a grimpé à 433 600 b/j, en hausse de 11 % par rapport à 2014, en raison essentiellement de l'excellente fiabilité de l'ensemble des installations et de la production record de 217 600 b/j tirée des activités *in situ*.
- L'accent soutenu mis sur la gestion des coûts, conjugué à l'accroissement de la production, a permis à la Société de diminuer ses charges d'exploitation décaissées par baril de 18 %, pour les ramener de 33,80 $/b en 2014 à 27,85 $/b en 2015, ce qui représente leur plus bas niveau depuis 2007.
- Les activités de construction du projet Fort Hill progressent toujours, et les travaux de construction étaient achevés à plus de 50 % à la clôture de l'exercice. Les premiers barils de pétrole sont attendus au quatrième trimestre de 2017.
- Suncor reste déterminée à réaliser une croissance rentable à long terme pour ses actifs de base. Elle a acquis une participation supplémentaire de 10 % dans le projet minier Fort Hills et a acquis une participation de 84,2 % dans COS après la clôture de l'exercice.
- Suncor continue de prioriser l'exploitation sécuritaire et fiable de ses actifs et l'optimisation de la chaîne de valeur au moyen de l'intégration. La Société a conclu, avec TransAlta, un échange d'actifs hors trésorerie et un contrat de location aux termes desquels Suncor a pris le contrôle des activités des installations de cogénération de Poplar Creek, qui fournissent de la vapeur et de l'énergie aux installations du secteur Sables pétrolifères de la Société. L'apport des actifs de Poplar Creek dans l'entreprise devrait améliorer la fiabilité et la rentabilité de l'ensemble des activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor.
- La capacité nominale de Firebag a été revue à la hausse, passant de 180 000 b/j à 203 000 b/j, en raison de l'efficience des activités de désengorgement réalisées et de la production record dégagée à Firebag en 2015. Le ratio vapeur-pétrole de Firebag n'a jamais été aussi bas, s'établissant à 2,6 en 2015, grâce surtout à l'optimisation des stratégies de gestion des réservoirs et à l'excellent rendement des puits intercalaires.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Suncor reste déterminée à augmenter la valeur pour l'actionnaire et à réaliser une croissance rentable à long terme pour ses actifs de base. La Société a acquis une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de sables pétrolifères de Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P »), en contrepartie de 360 M$. La quote-part de Suncor dans le projet s'établit maintenant à 50,8 %. De plus, après le 31 décembre 2015, Suncor a acquis une participation de 84,2 % dans COS, et elle a l'intention d'acquérir le reste des actions de celle-ci d'ici le 21 mars 2016, date de l'assemblée spéciale des actionnaires de COS en vue d'approuver l'acquisition.

Le secteur Sables pétrolifères a constitué un important portefeuille d'actifs lui permettant d'accroître la production, notamment par la réalisation de projets peu coûteux de désengorgement, d'agrandissement et d'amélioration de la fiabilité. En 2015, le pourcentage de fiabilité des activités de valorisation des Sables pétrolifères a été supérieur à 90 %, et ce, plus d'un an plus tôt que prévu dans notre plan initial d'une valorisation de 315 000 b/j d'ici 2017. Grâce à des transactions telles que l'échange d'actifs hors trésorerie réalisé avec TransAlta et la résiliation prévue du contrat de location et de service d'exploitation d'une usine de traitement des eaux usées conclu avec un tiers, Suncor pourra gérer ces activités dans l'entreprise et jouira ainsi d'un meilleur contrôle sur la fiabilité des installations.

Les activités du secteur Sables pétrolifères demeurent axées sur une exploitation sécuritaire, fiable et durable. Les initiatives de la Société en matière d'excellence opérationnelle continuent de porter sur l'utilisation optimale des installations et l'accroissement de la productivité de la main-d'œuvre, notamment la fiabilité des installations de valorisation, ce qui devrait permettre d'atteindre une croissance stable de la productivité tout en réduisant les charges d'exploitation. Il est prévu que les dépenses en immobilisations de maintien affectées au secteur Sables pétrolifères en 2016 incluront les coûts des travaux de révision menés à l'usine de valorisation 2.

Sur le plan de la gestion des coûts et de la gestion rigoureuse des dépenses, la priorité de la Société en 2016 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 à une collaboration étroite avec les fournisseurs et les coentreprises. Les mesures de gestion des dépenses resteront axées sur la gestion des possibilités d'investissement, en particulier les possibilités de réinvestissement de maintien, au moyen d'un processus rigoureux de mise en valeur des actifs, ainsi que sur les gains de productivité découlant des travaux de révision.

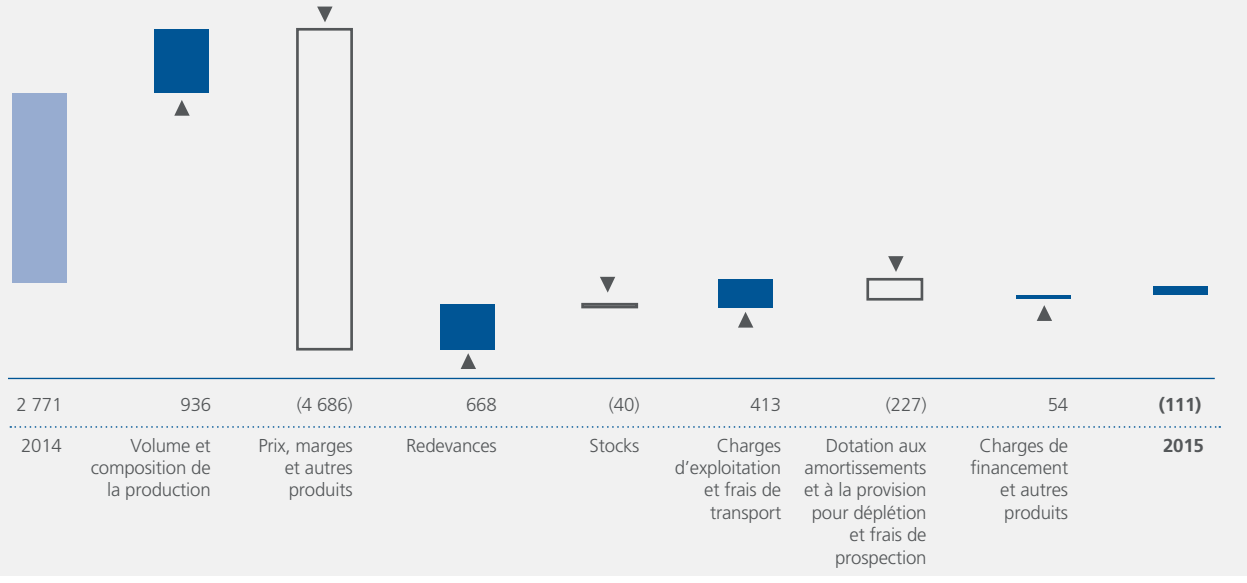
Suncor continue de collaborer étroitement avec ses partenaires du projet minier Fort Hills afin de faire avancer les études techniques détaillées, les activités liées à l'approvisionnement et les activités de construction. À titre d'exploitant du projet Fort Hills, Suncor aménage la mine à ciel ouvert en recourant à des procédés conventionnels mis en œuvre au moyen de pelles mécaniques et de camions et à une technologie d'extraction fondée sur un traitement à la mousse paraffinique qui permettra à la mine de produire un produit bitumineux prêt à être vendu directement sur le marché.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
Produits bruts	**9 332**	14 561	13 089
Moins les redevances	**(114)**	(982)	(859)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	**9 218**	13 579	12 230
Résultat net	**(856)**	1 776	2 040
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur	—	—	58
Pertes de valeur	**386**	941	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	**359**	54	—
Résultat d'exploitation [1)]	**(111)**	2 771	2 098
Sables pétrolifères	**(33)**	2 696	1 870
Coentreprises des Sables pétrolifères	**(78)**	75	228
Flux de trésorerie d'exploitation [1)]	**2 835**	5 400	4 556

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.

En 2015, le secteur Sables pétrolifères a enregistré une perte d'exploitation de 33 M$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 2,696 G$ en 2014. Ce recul est principalement attribuable à la baisse importante des prix obtenus qui a découlé de la diminution des cours de référence du pétrole brut, en partie contrebalancée par l'accroissement de la production, par la baisse des redevances, par la diminution des charges d'exploitation et des frais de transport attribuable à l'incidence des mesures de réduction des coûts, par la baisse des prix du gaz naturel et par la diminution du volume de travaux de maintenance non planifiés.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a enregistré une perte d'exploitation de 78 M$ en 2015, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 75 M$ en 2014. Ce recul est essentiellement attribuable à la diminution des prix obtenus par suite de la baisse des cours de référence du pétrole brut et à la diminution de la

production, en partie contrebalancées par la baisse des redevances et des charges d'exploitation qui a découlé des mesures de réduction des coûts à Syncrude et de la décision de réduire les activités liées au projet minier Joslyn.

Les flux de trésorerie d'exploitation liés au secteur Sables pétrolifères se sont établis à 2,835 G$ en 2015, en comparaison de 5,400 G$ en 2014. Cette baisse est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

Volumes de production[1)]

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2015	2014	2013
Produits valorisés (pétrole brut synthétique)	**320,1**	289,1	282,6
Bitume non valorisé	**113,5**	101,8	77,9
Secteur Sables pétrolifères	**433,6**	390,9	360,5
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	**29,8**	31,0	32,0
Total	**463,4**	421,9	392,5

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.*

Volume des ventes et composition des ventes

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2015	2014	2013
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères			
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	**107,0**	99,7	91,5
Diesel	**31,3**	30,7	23,5
Pétrole brut synthétique sulfureux	**182,5**	158,9	166,0
Produits valorisés (pétrole brut synthétique)	**320,8**	289,3	281,0
Bitume non valorisé	**107,7**	101,4	76,0
Sables pétrolifères	**428,5**	390,7	357,0
Coentreprise des Sables pétrolifères	**29,8**	31,0	32,0
Total	**458,3**	421,7	389,0

La production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 433 600 b/j en 2015, contre 390 900 b/j en 2014, en raison essentiellement de la fiabilité des activités de l'ensemble des actifs, un volume record de production de pétrole brut synthétique et de production *in situ* ayant été enregistré pour 2015. Des travaux de maintenance planifiés exécutés aux installations de cokéfaction au printemps et à l'automne ont influé sur la production des deux exercices, mais la production de 2014 rend également compte des répercussions des travaux de maintenance non planifiés portant sur les installations de valorisation et d'extraction effectués aux troisième et quatrième trimestres de 2014 ainsi que de l'incidence d'une panne d'électricité causée par les conditions météorologiques qui a touché l'ensemble des installations au troisième trimestre de 2014. La production de pétrole brut synthétique peu sulfureux en 2015 reflète l'incidence des travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard des installations d'hydrotraitement au cours du premier semestre de l'exercice.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 428 500 b/j en 2015, en comparaison de 390 700 b/j en 2014, en raison des mêmes facteurs qui ont entraîné l'augmentation globale du volume de production. La composition des ventes s'est améliorée en 2015 par rapport à celle de 2014, grâce surtout à la diminution du volume de travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard d'installations de valorisation durant l'exercice écoulé.

Le volume des ventes de bitume non valorisé a augmenté en 2015 par rapport à 2014, en raison principalement de l'accroissement de la production à Firebag.

Le facteur d'écart sur stocks a entraîné une diminution du résultat d'exploitation, ce qui s'explique essentiellement par la plus grande accumulation de stocks enregistrée en 2015 par rapport à 2014. Les niveaux de stocks se sont accrus en 2015 par rapport à 2014, en raison d'une augmentation des niveaux de production et d'un recours accru aux actifs du secteur médian qui nous permettent d'accéder à de nouveaux marchés de vente.

La quote-part de Suncor dans la production et le volume des ventes de Syncrude s'est établie en moyenne à 29 800 b/j en 2015, en comparaison de 31 000 b/j en 2014. La production des deux exercices a subi les contrecoups de travaux de maintenance planifiés et non planifiés.

Production de bitume provenant des activités d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	2013
Sables pétrolifères – Activités de base			
Production de bitume (kb/j)	**307,3**	274,4	269,8
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	**461,3**	408,5	413,6
Qualité du minerai de bitume (b/t)	**0,67**	0,67	0,65
Production de bitume *in situ* (kb/j)			
Firebag	**186,9**	172,0	143,4
MacKay River	**30,7**	27,0	28,5
Total de la production *in situ*	**217,6**	199,0	171,9
Ratio vapeur-pétrole *in situ*			
Firebag	**2,6**	2,8	3,3
MacKay River	**2,9**	2,9	2,6

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base s'est accrue pour atteindre en moyenne 307 300 b/j en 2015, en comparaison de 274 400 b/j en 2014. Cette hausse est essentiellement attribuable à la fiabilité de l'exploitation de l'ensemble des installations, alors que les volumes de production de l'exercice précédent rendaient compte des répercussions des travaux de maintenance non planifiés visant des installations d'extraction, de valorisation et de services publics aux troisième et quatrième trimestres de 2014.

La production de bitume tirée des activités *in situ* a atteint un volume record, passant de 199 000 b/j en 2014 à 217 600 b/j en 2015. Cette augmentation s'explique surtout par la solide production qui a été enregistrée à la fois à Firebag et à MacKay River, grâce essentiellement aux activités de désengorgement efficientes et à l'excellent rendement des puits intercalaires. La production de Firebag a augmenté, passant de 172 000 b/j en 2014 à 186 900 b/j en 2015, la capacité nominale de Firebag ayant été portée de 180 000 b/j à 203 000 b/j grâce à la production soutenue enregistrée en 2015. À MacKay River, la production a augmenté pour s'établir à 30 700 b/j en 2015, en comparaison de 27 000 b/j en 2014, en raison essentiellement de la production supplémentaire qui a découlé du projet de désengorgement.

Firebag a dégagé en 2015 un ratio vapeur-pétrole de 2,6, soit son plus faible jamais enregistré, comparativement à 2,8 en 2014, ce qui s'explique surtout par l'excellent rendement des puits intercalaires et par l'optimisation des stratégies de gestion des réservoirs. Le ratio vapeur-pétrole pour MacKay River est demeuré essentiellement le même qu'en 2014.

Prix obtenus

Exercices clos les 31 décembre Déduction faite des frais de transport mais avant redevances ($/b)	2015	2014	2013
Sables pétrolifères			
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	**66,00**	109,02	104,22
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume non valorisé	**41,58**	76,66	72,67
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	**49,46**	87,46	82,83
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	**(12,91)**	(15,28)	(18,09)
Coentreprises des Sables pétrolifères			
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	**61,55**	99,32	99,82
Syncrude, par rapport au WTI	**(0,83)**	(3,42)	(1,10)

Les prix obtenus reflètent l'incidence négative de la diminution des cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par la dépréciation du dollar canadien en 2015, de telle sorte que le prix moyen obtenu par le secteur Sables pétrolifères s'est établi à 49,46 $/b en 2015, en comparaison de 87,46 $/b en 2014.

Le prix moyen obtenu par Suncor pour la production de Syncrude s'est établi à 61,55 $/b en 2015, en comparaison de 99,32 $/b en 2014, l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien observé en 2015 ayant contrebalancé en partie la diminution des cours de référence du WTI.

Redevances

Les redevances ont été moins élevées en 2015 qu'en 2014, en raison surtout de la baisse des prix du bitume, partiellement compensée par l'accroissement de la production.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation de 2015 ont été inférieures à celles de 2014, en raison notamment de ce qui suit :

- Une diminution des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des charges d'exploitation décaissées » pour plus de précisions.
- Les charges d'exploitation de Syncrude ont été moins élevées en 2015 qu'en 2014 par suite des mesures de réduction des coûts et de la baisse des prix du gaz naturel.

- Les coûts non liés à la production ont été moins élevés en 2015 qu'en 2014, en raison surtout des mesures de réduction des coûts, y compris la diminution des dépenses discrétionnaires, de la baisse des charges associées à un swap sur gaz conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai et de la baisse des coûts associés aux activités destinées à soutenir la croissance future, partiellement contrebalancées par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Les frais de transport ont été plus élevés en 2015 qu'en 2014, en raison principalement des coûts liés à la hausse des ventes.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a été plus élevée en 2015 qu'en 2014, en raison principalement des actifs qui ont été mis en service en 2015, notamment des plateformes de puits et des puits intercalaires, et de l'accroissement de la production *in situ* en 2015 par rapport à 2014.

Rapprochement des charges d'exploitation décaissées [1)]

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	2013
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	**5 220**	5 940	5 852
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	**(471)**	(593)	(536)
Coûts non liés à la production [2)]	**(279)**	(340)	(282)
Autres éléments [3)]	**(63)**	(187)	(165)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (en millions de dollars)	**4 407**	4 820	4 869
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ($/b)	**27,85**	33,80	37,00

1) Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril sont des 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 les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les charges comptabilisées au titre d'un swap sur gaz conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai.

3) Les autres éléments rendent compte de l'incidence de la variation de l'évaluation des stocks et des produits d'exploitation liés à la capacité excédentaire, principalement l'énergie produite par les unités de cogénération, qui ont été déduits du total des charges d'exploitation décaissées.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 27,85 $/b en 2015, en comparaison de 33,80 $/b en 2014, ce qui s'explique surtout par la hausse des volumes de production et la diminution des charges d'exploitation décaissées enregistrée en 2015. En 2015, les charges d'exploitation décaissées totales ont diminué, en raison principalement des mesures de réduction des coûts, de la baisse du coût d'approvisionnement en gaz naturel et de la diminution du volume de travaux de maintenance non planifiés, facteurs en partie contrebalancés par la variation des stocks et par une diminution des produits tirés des unités de cogénération attribuable à la baisse des prix de l'énergie.

Travaux de maintenance planifiés

La Société a l'intention d'entreprendre des travaux de révision à l'usine de valorisation 2 à la fin du premier trimestre de 2016. Les prévisions de la Société pour 2016 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Faits saillants de 2015

- Golden Eagle a produit 14 800 bep/j pour son premier exercice complet d'exploitation, et les installations fonctionnaient à leur capacité maximale d'environ 18 000 bep/j au quatrième trimestre.
- À Hebron, la construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface s'est poursuivie, les premiers barils de pétrole étant attendus à la fin de 2017.
- Le forage d'exploration en eaux profondes dans le bassin Shelburne en Nouvelle-Écosse a commencé au cours du quatrième trimestre et il se poursuivra en 2016.

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 dans la portion britannique de la mer du Nord afin de diversifier et de réduire le coût de sa production de pétrole conventionnel.

Les activités de construction liées au projet Hebron se poursuivent, et les premiers barils de pétrole sont attendus à la fin de 2017. Le 1er janvier 2016, la participation directe de Suncor dans le projet Hebron a été ramenée de 22,729 % à 21,034 % par suite d'une réévaluation, Suncor

devant être remboursée pour les coûts engagés jusqu'au 31 décembre 2015.

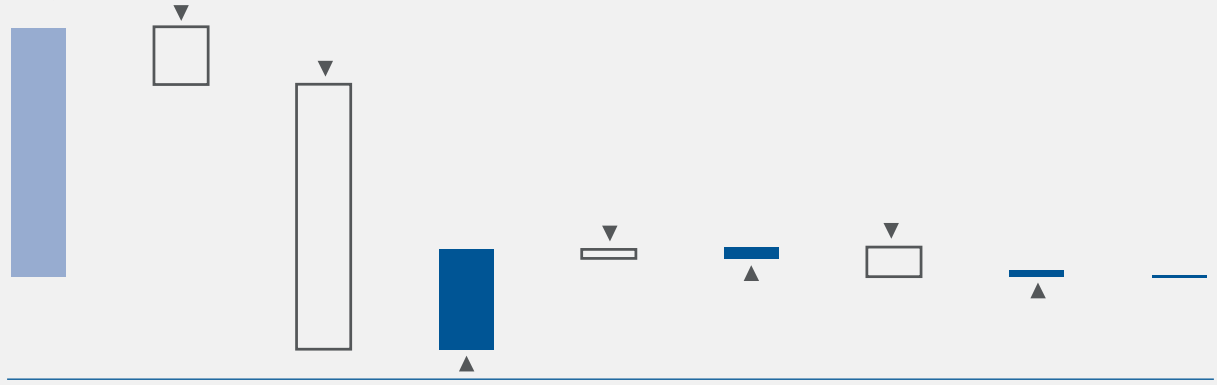
À Golden Eagle, les travaux de forage de développement devraient se poursuivre en 2016. La Société mène également des projets d'extension visant à agrandir des installations et infrastructures existantes. Le projet de l'unité d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension sud de White Rose devraient venir accroître la production et prolonger la vie productive des champs existants. Selon les plans, les activités de forage liées aux deux projets d'extension se poursuivront en 2016, de même que les activités de forage d'exploration dans le bassin Shelburne, de même que l'évaluation en cours des découvertes aux projets Beta et Butch, en Norvège.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
Produits bruts	**2 612**	4 715	6 363
Moins les redevances	**(267)**	(672)	(1 146)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	**2 345**	4 043	5 217
Résultat net	**(758)**	653	1 000
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Pertes de valeur	**1 213**	297	563
Produit tiré d'instruments d'atténuation des risques	**(75)**	—	(223)
Profit sur cessions importantes	**—**	(61)	(130)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	**(373)**	—	—
Réévaluation des réserves	**—**	(32)	—
Résultat d'exploitation [1)]	**7**	857	1 210
E&P Canada	**(14)**	502	643
E&P International	**21**	355	567
Flux de trésorerie d'exploitation [1)]	**1 386**	1 909	2 316

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 E&P a enregistré un bénéfice d'exploitation de 7 M$ en 2015, en comparaison de 857 M$ en 2014.

E&P Canada a enregistré une perte d'exploitation de 14 M$ en 2015, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 502 M$ en 2014. Ce recul est principalement attribuable à la baisse des prix obtenus et à la diminution de la production, en partie compensées par la baisse des redevances et des charges d'exploitation. E&P International a enregistré un bénéfice d'exploitation de 21 M$ en 2015, contre 355 M$ en 2014, en raison surtout de la diminution des prix obtenus, en partie contrebalancée par la production supplémentaire tirée de Golden Eagle et par l'accroissement de la production à Buzzard.

Les flux de trésorerie d'exploitation se sont élevés à 1,386 G$ en 2015, comparativement à 1,909 G$ en 2014. Cette diminution est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

Volumes de production

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	2013
E&P Canada			
Terra Nova (kb/j)	**13,5**	17,3	14,2
Hibernia (kb/j)	**18,1**	23,1	27,1
White Rose (kb/j)	**12,2**	14,6	14,9
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	**3,2**	3,6	37,3
	47,0	58,6	93,5
E&P International			
Buzzard (kbep/j)	**49,8**	47,1	55,8
Golden Eagle (kbep/j)	**14,8**	0,6	—
Libye (kb/j)	**2,8**	6,7	20,6
	67,4	54,4	76,4
Production totale (kbep/j)	**114,4**	113,0	169,9
Composition de la production (liquides/gaz) (%)	**96/4**	97/3	80/20

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 47 000 bep/j en 2015, contre 58 600 b/j en 2014.

- La production de Terra Nova s'est établie en moyenne à 13 500 b/j en 2015, en baisse comparativement à celle de 17 300 b/j dégagée en 2014, en raison principalement de l'augmentation du volume de travaux de maintenance non planifiés exécutés en 2015. La production de 2015 reflète également l'incidence de la déplétion naturelle.
- La production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 18 100 b/j en 2015, en comparaison de 23 100 b/j en 2014. Cette baisse du volume de production est principalement attribuable à la déplétion naturelle ainsi qu'à l'incidence des travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines exécutés au deuxième semestre de 2015.
- La production de White Rose s'est établie en moyenne à 12 200 b/j en 2015, comparativement à 14 600 b/j en 2014. Cette diminution de la production est principalement attribuable à la déplétion naturelle.
- La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est établie en moyenne à 3 200 bep/j en 2015, en comparaison de 3 600 bep/j en 2014. Ce fléchissement de la production est principalement attribuable à la vente des actifs de Wilson Creek réalisée au troisième trimestre de 2014.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 67 400 bep/j en 2015, en comparaison de 54 400 bep/j en 2014.

- La production de Buzzard s'est établie en moyenne à 49 800 bep/j en 2015, en comparaison de 47 100 bep/j en 2014. Cette hausse de la production s'explique principalement par l'incidence du plus faible volume de travaux de maintenance exécutés en 2015, partiellement contrebalancée par la déplétion naturelle.
- La production provenant de Golden Eagle s'est établie en moyenne à 14 800 bep/j en 2015, contre 600 bep/j en 2014. La production de pétrole y a débuté au quatrième trimestre de 2014 et a continué de s'accroître tout au long de 2015.
- La production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 2 800 b/j en 2015, en comparaison de 6 700 b/j en 2014. La production en Libye a pratiquement cessé en raison de l'agitation politique dans le pays, et le moment du retour aux activités normales demeure incertain.

Prix obtenus

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2015	2014	2013
Exploration et production			
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel ($/b)	**61,78**	105,98	109,71
E&P Canada – gaz naturel ($/kpi³)	**1,78**	4,49	3,42
E&P International ($/bep)	**61,44**	104,12	107,57
Prix moyen E&P ($/bep)	**60,53**	103,05	91,44

Les prix moyens obtenus pour la production de pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont été moins élevés qu'en 2014, en raison de la diminution des cours de référence du Brent observée en 2015, partiellement compensée par l'incidence des taux de change favorables.

Redevances
Les redevances ont été moins élevées en 2015 qu'en 2014, ce qui tient principalement à la diminution des prix obtenus et à la baisse de la production provenant de la côte Est du Canada.

Stocks
Le résultat des deux exercices a bénéficié de l'incidence favorable des mouvements des stocks attribuables au moment de l'arrivée des pétroliers-navettes sur la côte Est du Canada. Cependant, en raison de la baisse généralisée du prix du brut, cette incidence sur le résultat a été moins marquée en 2015 qu'en 2014.

Charges et autres facteurs
Les charges d'exploitation ont été moins élevées en 2015 qu'en 2014, en raison surtout de la baisse des charges en Libye, de la diminution des charges liées au secteur Amérique du Nord (activités terrestres) par suite de la vente des actifs de Wilson Creek au troisième trimestre de 2014, des mesures de réduction des coûts et de la diminution des coûts de maintenance liés au secteur Côte Est du Canada, facteurs en partie contrebalancés par les coûts supplémentaires liés à la production tirée de Golden Eagle, qui a produit ses premiers barils de pétrole au quatrième trimestre de 2014.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont augmenté en 2015, en raison principalement de la hausse de la production tirée de Golden Eagle et de Buzzard, en partie contrebalancée par le fléchissement de la production provenant de la côte Est du Canada et de la Libye.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société compte mener des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines à Terra Nova qui débuteront au deuxième trimestre de 2016. Les répercussions de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2016.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Faits saillants de 2015

- Le secteur Raffinage et commercialisation demeure un élément clé du modèle d'affaires intégré de la Société, qui a généré un bénéfice d'exploitation de 2,234 G$ en 2015.
- Grâce aux taux d'utilisation élevés des raffineries, Suncor a pu atténuer l'incidence de la baisse des prix du pétrole brut en maximisant le profit réalisé sur une partie de sa production en amont.
- Suncor a diminué le coût des charges d'alimentation de la raffinerie de Montréal en augmentant les expéditions par voie ferroviaire de pétrole brut provenant de l'intérieur des terres et en expédiant par voie maritime du pétrole brut à prix moins élevé provenant de la côte américaine du Golfe du Mexique lorsque les conditions de marché s'y prêtaient.
- La Société a conclu la vente de sa participation de 50 % dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy pour 183 M$, ce qui témoigne de la priorité qu'elle accorde de façon soutenue aux actifs qui s'inscrivent dans sa stratégie à long terme.
- L'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge a démarré au cours du quatrième trimestre de 2015 et la canalisation était en exploitation à la fin de l'exercice. L'inversion fournira à Suncor la souplesse nécessaire pour approvisionner la raffinerie de Montréal en différents types de pétrole au prix du brut provenant de l'intérieur des terres.

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 la valeur de la production tirée du secteur Sables pétrolifères de Suncor en étendant la portée de la chaîne de valeur jusqu'au client final. La Société exploite ses raffineries au maximum de leur capacité ou presque afin d'assurer la fiabilité des opérations de soutirage et de garantir les prix obtenus sur les marchés internationaux pour la production tirée des sables pétrolifères. Cette stratégie consiste également à vendre un volume supérieur à la capacité de raffinage afin de réduire au minimum les charges d'exploitation unitaires tout en fournissant un volume d'approvisionnement fiable aux clients. La charge d'alimentation destinée aux raffineries et les produits finis non destinés à être vendus par le secteur Raffinage et commercialisation sont vendus aux cours du marché par le groupe Négociation de l'énergie de Suncor.

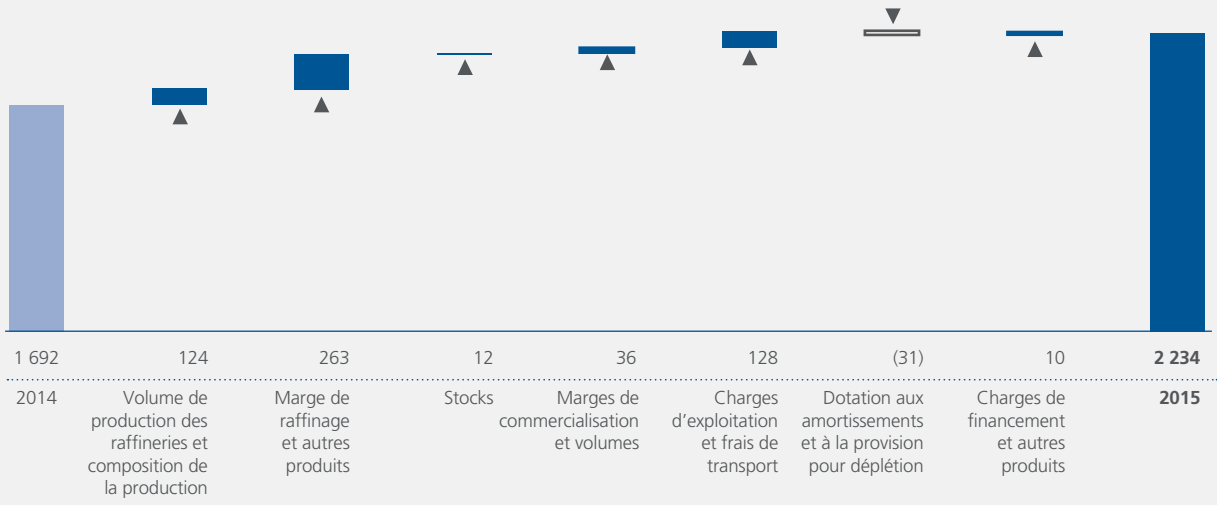
Les établissements de la bannière Petro-Canada détenus par Suncor continuent d'être les points de vente au détail numéro un au chapitre des parts de marché dans les grandes agglomérations urbaines du Canada. Suncor continuera de tabler sur la force de la marque pour accroître ses produits non liés au pétrole par l'entremise du réseau de dépanneurs et de lave-autos de la Société, et élargira sa gamme de produits lubrifiants à l'échelle mondiale, y compris aux États-Unis, en Europe et en Chine.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
Produits d'exploitation	**19 826**	26 627	26 658
Résultat net	**2 266**	1 692	2 022
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	**36**	—	—
Profit sur les cessions importantes	**(68)**	—	—
Résultat d'exploitation [1)]	**2 234**	1 692	2 022
Activités de raffinage et d'approvisionnement	**1 864**	1 385	1 758
Activités de commercialisation	**370**	307	264
Flux de trésorerie d'exploitation [1)]	**2 872**	2 178	2 618

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 1,864 G$ au résultat d'exploitation de 2015, contre 1,385 G$ en 2014. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'augmentation des marges de craquage de référence pour l'essence et à l'accroissement de la production des raffineries attribuable à l'incidence favorable de la baisse du dollar canadien, légèrement contrebalancés par la diminution des marges de craquage sur les distillats. De plus, le résultat d'exploitation de 2015 rend compte de la baisse des charges d'exploitation qui a résulté de la baisse des coûts de l'énergie, de l'incidence des mesures de réduction des coûts, de la diminution des charges environnementales et de la baisse du volume de travaux de maintenance, facteurs partiellement contrebalancés par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 370 M$ en 2015, en comparaison de 307 M$ en 2014, une hausse qui s'explique principalement par l'augmentation des marges dégagées sur les lubrifiants et sur les ventes au détail.

Les flux de trésorerie d'exploitation se sont élevés à 2,872 G$ en 2015, comparativement à 2,178 G$ en 2014, en raison principalement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2015	2014	2013
Pétrole brut traité (kb/j)			
Est de l'Amérique du Nord	**208,1**	199,2	201,7
Ouest de l'Amérique du Nord	**224,0**	228,3	229,6
Total	**432,1**	427,5	431,3
Taux d'utilisation des raffineries[1),2)] (%)			
Est de l'Amérique du Nord	**94**	90	91
Ouest de l'Amérique du Nord	**93**	95	96
Total	**94**	93	94
Ventes de produits raffinés (kb/j)			
Essence	**246,2**	243,4	247,4
Distillat	**198,0**	199,7	209,8
Autres	**79,1**	88,6	85,7
	523,3	531,7	542,9

1) En date du 1er janvier 2014, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, qui est passée de 140 000 b/j à 142 000 b/j. Les taux d'utilisation de l'exercice précédent n'ont pas été recalculés, et ils reflètent donc la capacité nominale d'avant la révision à la hausse.

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

Le taux d'utilisation des raffineries de l'est de l'Amérique du Nord s'est établi en moyenne à 94 % en 2015, en comparaison de 90 % en 2014. Cette augmentation par rapport à l'exercice précédent est principalement attribuable à la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés exécutés aux raffineries de Montréal et de Sarnia.

Le taux d'utilisation moyen des raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord s'est établi à 93 % en 2015, en comparaison de 95 % en 2014. Cette diminution par rapport à l'exercice précédent est principalement attribuable au plus grand volume de travaux de maintenance exécutés en 2015 à la raffinerie d'Edmonton et à la baisse de la demande pour des produits raffinés dans l'ouest de l'Amérique du Nord.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont diminué pour se chiffrer en moyenne à 523 300 b/j en 2015, en comparaison de 531 700 b/j en 2014, en raison principalement de la baisse de la demande dans l'ouest de l'Amérique du Nord.

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 2015 qu'en 2014.

- En 2015, l'utilisation par la Société de la méthode PEPS, au lieu de la méthode DEPS, pour comptabiliser les stocks a eu une incidence négative sur le résultat net d'environ 286 M$ après impôt, en comparaison d'une incidence négative de 290 M$ après impôt en 2014.
- Les marges de raffinage ont également été plus élevées en raison des importants écarts liés à l'emplacement et de l'incidence positive de la baisse du dollar canadien, partiellement contrebalancés par les effets du rétrécissement des écarts entre le prix du brut provenant de l'intérieur des terres et le cours du WTI et par la diminution des marges de référence sur les distillats en 2015.

En ce qui concerne les activités de commercialisation, les marges ont augmenté en raison des marges plus élevées dégagées sur les ventes au détail et les ventes de lubrifiants.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été moins élevées en 2015 qu'en 2014, en raison surtout de la diminution des coûts de l'énergie qui a découlé de la baisse des prix du gaz naturel, de l'incidence des mesures de réduction des coûts, de la baisse des coûts de maintenance et de la diminution des charges liées à la remise en état environnementale. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté en raison de l'accroissement de la valeur des actifs, tandis que les frais de transport n'ont pratiquement pas varié d'un exercice à l'autre.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit entreprendre, à la raffinerie de Commerce City, deux programmes de travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux semaines, dont l'un au premier trimestre et l'autre au deuxième trimestre de 2016. La raffinerie de Sarnia fera l'objet de travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines au deuxième trimestre de 2016, de travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines au troisième trimestre de 2016 et de travaux de maintenance planifiés d'une durée d'une semaine au quatrième trimestre de 2016. Quant à la raffinerie de Montréal, elle nécessitera des travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines au deuxième trimestre de 2016. Les prévisions de la Société tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance planifiés.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Faits saillants de 2015

- Au quatrième trimestre de 2015, la Société a achevé la construction de la centrale éolienne Cedar Point d'une puissance de 100 MW.
- La Société a conclu des ententes de partenariat aux termes desquelles la Première nation Aamjiwnaang a acquis une participation de 25 % dans le parc éolien Adelaide de 40 MW, et NextEra Energy Canada a acquis une participation de 50 % dans le parc éolien Cedar Point, qui a atteint le stade de la production commerciale en 2015.

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.

Les activités liées à l'énergie renouvelable ont contribué à accroître de 100 MW la puissance brute des projets d'énergie éolienne en 2015, grâce à l'achèvement du parc éolien Cedar Point, et ont permis l'échange des participations de Suncor dans les parcs éoliens Kent Breeze et Wintering Hills contre les installations de cogénération de Poplar Creek de TransAlta, qui soutiennent les activités de base du secteur Sables pétrolifères. Suncor a également investi dans une usine de production du biodiesel, qui devrait entrer en production d'ici la fin du premier trimestre de 2016.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
Résultat net	**(2 647)**	(1 422)	(1 151)
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	**1 930**	722	521
Charges de restructuration	**57**	—	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	**(5)**	—	—
Résultat d'exploitation [1)]	**(665)**	(700)	(630)
Énergie renouvelable	**56**	78	72
Négociation de l'énergie	**36**	66	116
Siège social	**(799)**	(850)	(785)
Éliminations	**42**	6	(33)
Flux de trésorerie d'exploitation [1)]	**(287)**	(429)	(78)

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	2015	2014	2013
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures, montant net)	**407**	411	430
Volume de production d'éthanol (milliers de m^3)	**418**	412	415

En 2015, les actifs liés à l'énergie renouvelable de Suncor ont contribué à hauteur de 56 M$ au résultat d'exploitation, contre 78 M$ en 2014. Cette baisse est principalement attribuable au rétrécissement des marges sur les ventes d'éthanol qui a résulté de la baisse des prix du carburant à l'éthanol et de la hausse du coût des charges d'alimentation, partiellement contrebalancées par l'accroissement de la production d'éthanol.

Négociation de l'énergie

En 2015, les activités liées à la négociation de l'énergie ont contribué à hauteur de 36 M$ au résultat d'exploitation, en comparaison de 66 M$ en 2014. Ce recul est principalement attribuable aux profits moindres qui ont été tirés des stratégies visant le gaz naturel en raison de la baisse des prix du gaz naturel, aux profits moindres qui ont été tirés des stratégies de négociation du pétrole brut en raison de l'affaiblissement des écarts relatifs à l'emplacement et à la comptabilisation d'un contrat déficitaire lié à la stratégie de transport ferroviaire de la Société en 2015.

Siège social

Le siège social a affiché une perte d'exploitation de 799 M$ pour 2015, en comparaison d'une perte d'exploitation de 850 M$ pour 2014. La diminution de la perte d'exploitation est principalement attribuable aux mesures de réduction des coûts, partiellement contrebalancée par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions. En 2015, la Société a incorporé une tranche de 447 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 431 M$ en 2014. Cette hausse s'explique par la progression des travaux de construction liés à Fort Hills et par l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination 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 2015, un profit intersectoriel après impôt de 42 M$ a été réalisé, en comparaison d'un profit intersectoriel après impôt de 6 M$ en 2014.

5. ANALYSE DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2015

Faits saillants financiers et d'exploitation

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014
Résultat net		
Sables pétrolifères	**(616)**	180
Exploration et production	**(1 263)**	198
Raffinage et commercialisation	**498**	173
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(626)**	(467)
Total	**(2 007)**	84
Résultat d'exploitation [1)]		
Sables pétrolifères	**(230)**	180
Exploration et production	**(50)**	198
Raffinage et commercialisation	**498**	173
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(244)**	(165)
Total	**(26)**	386
Flux de trésorerie d'exploitation [1)]		
Sables pétrolifères	**467**	875
Exploration et production	**257**	401
Raffinage et commercialisation	**596**	240
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(26)**	(24)
Total	**1 294**	1 492
Volumes de production (kbep/j)		
Sables pétrolifères	**470,6**	419,3
Exploration et production	**112,3**	138,3
Total	**582,9**	557,6

1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat d'exploitation et des flux de trésorerie d'exploitation est présenté ci-dessous. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Résultat net

Suncor a enregistré une perte nette consolidée de 2,007 G$ pour le quatrième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice net consolidé de 84 M$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net a essentiellement subi l'influence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-après, dans l'analyse sectorielle. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprenaient les suivants :

- Au quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé, à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation, une perte 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 de l'incidence de la baisse des prévisions du prix du pétrole brut. En outre, des pertes de valeur respectives de 290 M$ pour le projet minier Joslyn et de 54 M$ pour le puits de Ballicatters ont été comptabilisées en raison de l'incertitude entourant le moment et la probabilité de la mise en œuvre des plans de mise en valeur et une perte de valeur de 96 M$ a été comptabilisée pour 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.
- Au quatrième trimestre de 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 accrue quant à savoir si les activités de la Société dans ce pays reprendront leur cours normal, 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.
- La Société a comptabilisé une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 382 M$ pour le quatrième trimestre de 2015, contre 302 M$ pour le quatrième trimestre de 2014.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation consolidés se sont chiffrés à 1,294 G$ au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 1,492 G$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie d'exploitation reflètent l'incidence des mêmes facteurs 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 enregistré une perte d'exploitation de 230 M$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 180 M$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse des prix obtenus qui a découlé de la

diminution des cours de référence du pétrole brut, en partie contrebalancée par l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères, par la diminution des charges d'exploitation et des frais de transport qui a résulté des mesures de réduction des coûts, par la baisse du volume de travaux de maintenance planifiés, par la diminution des prix du gaz naturel et par la baisse des redevances.

La production du secteur Sables pétrolifères a grimpé à 439 700 b/j pour le quatrième trimestre de 2015, contre 384 200 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est essentiellement attribuable à la fiabilité de l'exploitation de l'ensemble des installations, alors que des travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard de l'usine de valorisation 2 et de certains actifs des services publics utilisés dans le cadre des activités de valorisation et d'extraction avaient pesé sur la production du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a diminué pour s'établir à 30 900 b/j au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 35 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par les activités de maintenance non planifiées qui ont été menées à l'égard d'actifs liés à l'élimination du soufre et au traitement de l'eau, ainsi que par les travaux de maintenance non planifiés portant sur les installations de cokéfaction qui ont été amorcés vers la fin du trimestre.

Exploration et production

Le secteur Exploration et production a enregistré une perte d'exploitation de 50 M$ au quatrième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 198 M$ au quatrième trimestre de 2014. Ce recul découle principalement de la diminution des prix obtenus et de la baisse de la production tirée du secteur Côte Est du Canada et de Buzzard, en partie contrebalancées par la production supplémentaire provenant de Golden Eagle.

Les volumes de production se sont établis à 112 300 bep/j au quatrième trimestre de 2015, contre 138 300 bep/j au quatrième trimestre de 2014. Cette baisse tient principalement à la déplétion naturelle attendue à Terra Nova et à Hibernia, aux travaux de révision planifiés exécutés à Hibernia et aux travaux de maintenance non planifiés menés à Terra Nova, à la cessation presque complète de la production en Libye, ainsi qu'à la diminution de la production à Buzzard, partiellement contrebalancés par l'accroissement de la production à Golden Eagle.

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation de 498 M$ pour le quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 173 M$ pour le quatrième trimestre de 2014. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'augmentation des marges de craquage de référence pour l'essence et à l'élargissement des écarts liés à l'emplacement attribuable à l'incidence favorable de la baisse du dollar canadien, partiellement contrebalancés par la diminution des marges de craquage sur les distillats, par la baisse du débit de traitement et par l'incidence du rétrécissement des écarts de prix du brut provenant de l'intérieur des terres. De plus, le résultat d'exploitation du quatrième trimestre de 2015 reflète la baisse des charges d'exploitation qui a résulté de la baisse des coûts de maintenance, la diminution des charges environnementales ainsi que l'incidence des mesures de réduction des coûts, facteurs partiellement contrebalancés par une augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a diminué au quatrième trimestre de 2015, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation moyen des raffineries de 93 %, en comparaison de 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés à la raffinerie d'Edmonton et aux travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines effectués à la raffinerie de Montréal qui ont été achevés au début du quatrième trimestre de 2015, partiellement contrebalancée par l'incidence des travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines qui avaient été exécutés à la raffinerie de Sarnia au cours du 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 244 M$ pour le quatrième trimestre de 2015, en comparaison d'une perte d'exploitation de 165 M$ pour le quatrième trimestre de 2014. L'augmentation de la perte d'exploitation est principalement attribuable à l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et à la baisse du profit intersectoriel après impôt qui avait été précédemment éliminé, en partie contrebalancées par la diminution de l'ensemble des dépenses qui a découlé des mesures de réduction des coûts.

6. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	**31 déc. 2015**	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	**470,6**	458,4	448,7	475,6	419,3	441,1	403,1	424,4
Exploration et production	**112,3**	107,7	111,2	126,8	138,3	78,2	115,3	120,9
	582,9	566,1	559,9	602,4	557,6	519,3	518,4	545,3
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	**6 499**	7 485	8 095	7 129	8 899	10 175	10 446	10 342
Autres produits	**94**	72	49	257	192	98	203	135
	6 593	7 557	8 144	7 386	9 091	10 273	10 649	10 477
Résultat net	**(2 007)**	(376)	729	(341)	84	919	211	1 485
par action ordinaire – de base (en dollars)	**(1,38)**	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06	0,63	0,14	1,01
par action ordinaire – dilué (en dollars)	**(1,38)**	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06	0,62	0,14	1,01
Résultat d'exploitation [1)]	**(26)**	410	906	175	386	1 306	1 135	1 793
par action ordinaire – de base [1)] (en dollars)	**(0,02)**	0,28	0,63	0,12	0,27	0,89	0,77	1,22
Flux de trésorerie d'exploitation [1)]	**1 294**	1 882	2 155	1 475	1 492	2 280	2 406	2 880
par action ordinaire – de base [1)] (en dollars)	**0,90**	1,30	1,49	1,02	1,03	1,56	1,64	1,96
RCI [1)] (%, sur 12 mois)	**0,6**	5,1	7,2	5,8	8,6	9,4	10,1	12,6
(Perte) profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains, après impôt	**(382)**	(786)	178	(940)	(302)	(394)	282	(308)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	**0,29**	0,29	0,28	0,28	0,28	0,28	0,23	0,23
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto ($ CA)	**35,72**	35,69	34,40	37,01	36,90	40,53	45,50	38,61
Bourse de New York ($ US)	**25,80**	26,72	27,52	29,25	31,78	36,15	42,63	34,96

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 de 2015 publié par Suncor (les « rapports trimestriels »). Les flux de trésorerie d'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 de 2015 publié par Suncor.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		**31 déc. 2015**	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014
Pétrole brut WTI à Cushing	$ US/b	**42,15**	46,45	57,95	48,65	73,15	97,20	103,00	98,70
Pétrole brut Brent à Sullom Voe	$ US/b	**44,70**	51,20	63,50	55,15	77,00	103,40	109,75	107,80
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	$ US/b	**10,35**	8,50	8,15	11,05	10,05	12,50	13,85	18,45
MSW à Edmonton	$ CA/b	**53,55**	52,35	68,05	52,25	75,95	97,45	105,90	100,10
WCS à Hardisty	$ US/b	**27,70**	33,25	46,35	33,90	58,90	77,00	82,95	75,55
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	$ US/b	**14,50**	13,20	11,60	14,75	14,25	20,20	20,05	23,15
Condensat à Edmonton	$ US/b	**41,65**	44,20	57,95	45,60	70,55	93,45	105,15	102,65
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	$ CA/kpi^3	**2,45**	2,90	2,55	2,75	3,60	4,00	4,65	5,70
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	$ CA/MWh	**21,20**	26,05	57,25	29,15	30,55	63,90	42,30	61,75
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 [1)]	$ US/b	**13,60**	22,25	23,85	19,20	16,15	20,50	21,55	20,40
Chicago, marge de craquage 3-2-1 [1)]	$ US/b	**13,90**	23,95	20,30	16,00	14,40	17,50	19,40	18,35
Portland, marge de craquage 3-2-1 [1)]	$ US/b	**17,90**	28,75	32,55	21,50	12,45	24,60	26,10	17,40
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 [1)]	$ US/b	**11,05**	21,55	22,90	18,00	10,15	19,10	19,55	17,15
Taux de change	$ US/$ CA	**0,75**	0,76	0,81	0,81	0,88	0,92	0,92	0,91
Taux de change à la clôture de la période	$ US/$ CA	**0,72**	0,75	0,80	0,79	0,86	0,89	0,94	0,90

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 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 qui ont été menés à l'égard d'une unité de cokéfaction au printemps et à l'automne 2015 et 2014, les travaux de maintenance planifiés qui ont été menés à Terra Nova en 2015, les travaux de maintenance non planifiés qui ont été exécutés à l'égard des installations de valorisation et d'extraction aux deuxième et quatrième trimestres de 2014 et les travaux de maintenance qui ont été exécutés à la suite d'une panne d'électricité causée par les conditions météorologiques qui a entraîné l'arrêt de l'ensemble des installations au troisième trimestre de 2014.

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

En plus des répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, les événements ou les ajustements importants suivants ont influé sur le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres :

- Au quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé, à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation, une perte 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 de l'incidence de la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut. De plus, elle a comptabilisé des pertes de valeur de 290 M$ de sa participation dans le projet minier Joslyn et de 54 M$ 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$ à l'égard du 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.
- Au quatrième trimestre de 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 accrue quant à savoir si les activités de la Société dans ce pays reprendront leur cours normal, 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.
- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 68 M$ à la cession de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy faisant partie du secteur Raffinage et commercialisation.
- Au deuxième trimestre de 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.
- La Société a comptabilisé un produit d'impôt de 406 M$ en 2015 dans le secteur E&P, lié à une baisse de 12 % du taux d'impôt au Royaume-Uni.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'assurance après impôt de 75 M$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova du secteur E&P.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé des charges de restructuration après impôt de 57 M$ liées aux mesures de réduction des coûts mises en œuvre par le secteur Siège social.
- Au troisième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 61 M$ découlant de la vente de ses actifs gaziers de Wilson Creek faisant partie du secteur E&P.
- Au troisième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé un ajustement lié à une charge d'impôt exigible et une charge d'intérêts connexe de 54 M$ en raison du calendrier des déductions pour amortissement aux fins de l'impôt de certaines dépenses en immobilisations engagées par le secteur Sables pétrolifères au cours d'une période précédente.
- Au deuxième trimestre de 2014, les activités de mise en valeur du projet minier Joslyn ont été réduites afin de prioriser les études techniques et d'ainsi optimiser davantage les ressources visées dans le cadre du projet. Par suite de son évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus et en raison de l'incertitude entourant le projet, notamment en ce qui a trait au calendrier des plans de mise en valeur, la Société a comptabilisé en résultat net une charge après impôt de 718 M$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.
- Au deuxième trimestre de 2014, compte tenu de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation en Libye et de ses plans de production pour la durée résiduelle des contrats de partage de la production, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 297 M$ à l'égard des

immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.

- Au deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 223 M$ dans le secteur Sables pétrolifères après un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec ses stratégies de croissance révisées et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière. Ces actifs comprenaient un pipeline et le compresseur s'y raccordant, ainsi que des composants servant à la production de vapeur.
- Au deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé un bénéfice après impôt de 32 M$ lié à un accord lui donnant droit à une réévaluation de ses réserves de l'ordre de 1,2 million de barils de pétrole en raison de la participation qu'elle détenait auparavant dans un actif norvégien.

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)	2015	2014	2013
Sables pétrolifères	**4 181**	3 826	4 311
Exploration et production	**1 459**	1 819	1 483
Raffinage et commercialisation	**821**	1 021	890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**206**	295	93
Total	**6 667**	6 961	6 777
Moins les intérêts sur la dette incorporés à l'actif	**(447)**	(431)	(397)
	6 220	6 530	6 380

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

Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars)	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères – Activités de base	*1 056*	*261*	***1 317***
In situ	*603*	*19*	***622***
Coentreprises des Sables pétrolifères	*98*	*1 844*	***1 942***
Sables pétrolifères	1 757	2 124	**3 881**
Exploration et production	20	1 305	**1 325**
Raffinage et commercialisation	766	44	**810**
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	59	145	**204**
	2 602	3 618	**6 220**

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 2015, Suncor a affecté un montant de 6,220 G$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, et elle a incorporé à l'actif des intérêts de 447 M$ sur la dette liée à de grands programmes de mise en valeur et de construction. Les activités menées en 2015 comprennent celles décrites ci-après.

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations totalisant 1,317 G$, dont une tranche de 1,056 G$ en dépenses en immobilisations de maintien engagées pour faire progresser les projets liés à la fiabilité, à la sécurité et à la performance environnementale. Les dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées principalement aux travaux de maintenance planifiés effectués au printemps et à l'automne 2015, à l'achat de camions miniers et à certains travaux entrepris pour assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

En 2015, la Société a conclu une entente avec TransAlta portant sur l'échange du parc Kent Breeze de Suncor et de sa participation de 51 % dans le parc éolien Wintering Hills contre les installations de cogénération de Poplar Creek qui fournissent de la vapeur et de l'énergie aux installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor. Dans le cadre de l'entente, Suncor a conclu un contrat de location d'une durée de 15 ans visant l'acquisition de deux générateurs à turbine à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur de Poplar Creek pour une contrepartie de 303 M$. Cette transaction a été comptabilisée comme un

regroupement d'entreprises, et aucun échange de trésorerie n'a eu lieu au moment du transfert.

Les dépenses de croissance de 261 M$ du secteur Sables pétrolifères ont été affectées principalement aux actifs de logistique et d'entreposage qui serviront à faciliter 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 622 M$ en 2015. De ce montant, 603 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, ainsi qu'aux activités de maintenance planifiées à Firebag.

Les dépenses de croissance se sont élevées à 19 M$ en 2015 et ont porté sur les activités de désengorgement des installations de MacKay River.

Coentreprise des Sables pétrolifères

En 2015, le secteur Coentreprise des Sables pétrolifères a engagé des dépenses en immobilisations de croissance de 1,844 G$ liées principalement au projet d'exploitation minière Fort Hills, qui ont été consacrées aux études techniques, aux activités d'approvisionnement, à la fabrication des modules et à la construction du site. Tous les jalons décisifs du projet minier Fort Hills fixés pour 2015 ont été franchis ou presque. Les études techniques sont achevées à 96 % et les travaux de construction, à plus de 50 %. Suncor a mené à bien l'acquisition auprès de Total E&P, en contrepartie de 360 M$, d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet Fort Hills, ce qui a porté sa participation directe dans le projet à 50,8 %. Par suite de la clôture de cette transaction, Suncor a engagé des dépenses en immobilisations supplémentaires de 62 M$ en raison de l'augmentation de sa participation directe.

La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 98 M$ en 2015. Les dépenses de maintien ont visé les travaux de révision du printemps 2015 et à la construction d'une usine de centrifugation destinée au traitement des résidus fins mûrs.

Exploration et production

En 2015, le secteur Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 1,325 G$, dont une tranche de 1,305 G$ a été affectée aux projets de croissance et aux activités de prospection.

Les dépenses de croissance comprennent un montant de 545 M$ lié à Hebron, où la construction du projet s'est poursuivie tout au long de 2015 et les premiers barils de pétrole sont attendus à la fin de 2017. Le 1er janvier 2016, la participation directe de Suncor dans le projet Hebron a été ramenée de 22,729 % à 21,034 % par suite d'une réévaluation, Suncor devant être remboursée pour les coûts engagés jusqu'au 31 décembre 2015.

Les dépenses de croissance sont également liées à la poursuite des travaux de forage de développement à Golden Eagle, au projet de l'unité d'extension sud d'Hibernia et au projet d'extension sud de White Rose, qui visent à agrandir des installations et des infrastructures existantes. Les dépenses se rapportent aussi aux travaux de forage exploratoire en eaux profondes dans le bassin Shelburne, au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, aux forages d'évaluation réalisés sur le projet Beta, en Norvège, et à d'autres forages d'exploration dans la mer du Nord.

Raffinage et commercialisation

En 2015, le secteur Raffinage et commercialisation a engagé des dépenses en immobilisations de 810 M$, dont une tranche de 766 M$ a été affectée directement aux activités de maintien liées aux travaux de maintenance planifiés des raffineries de la Société et aux activités de vente au détail, au maintien de l'ensemble des installations, ainsi qu'à des améliorations apportées à un pipeline existant en vue d'approvisionner la raffinerie de Denver en pétrole brut.

Les dépenses de croissance, qui se sont chiffrées à 44 M$, ont été principalement affectées aux modifications apportées à la raffinerie de Montréal afin de soutenir l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge.

Mise à jour concernant les projets de croissance d'envergure[1),2)]

Au 31 décembre 2015	Participation directe (%)	Description	Coût estimatif (en millions de dollars)	Dépenses affectées au projet à ce jour (en millions de dollars)	Date de début de la production de pétrole prévue[3)]
Projets dont Suncor est l'exploitant					
Fort Hills[4)]	50,80	91,4 kb/j	6 500	3 159	T4 2017
Projets dont Suncor n'est pas l'exploitant[5),6)]					
Hebron	22,73	34,2 kbep/j	2 800 (+/– 10 %)	1 774	T4 2017

1) Les chiffres inscrits sous les colonnes « Coût estimatif » et « Dépenses affectées au projet à ce jour » rendent compte des estimations et des dépenses établies après l'approbation du projet, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif.

2) 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.

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

4) La révision à la hausse de l'estimation des coûts pour Fort Hills s'explique par l'acquisition d'une participation supplémentaire de 10 % dans le projet au quatrième trimestre de 2015.

5) Le coût estimatif et l'estimation concernant le début de la production de pétrole sont fournis par l'exploitant.

6) Le 1er janvier 2016, la participation directe de Suncor dans le projet Hebron a été ramenée de 22,729 % à 21,034 % par suite d'une réévaluation, ce qui a réduit à 31,6 kbep/j sa quote-part de la production estimative.

Le tableau ci-dessus donne un aperçu des projets de croissance d'envergure dont la mise en valeur a été autorisée par la Société. 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.

La mise en valeur du projet d'exploitation minière Fort Hills se fera selon des procédés conventionnels utilisant des pelles mécaniques et des camions et une technologie d'extraction au solvant qui permettra à la mine de produire un produit bitumineux qui sera directement vendu sur le marché. La production de pétrole devrait commencer dès le quatrième trimestre de 2017 et atteindre en 12 mois 90 % de la capacité de production brute prévue de 180 000 b/j. Les activités prévues au calendrier du projet pour 2016 devraient être axées sur l'achèvement de l'approvisionnement dans toutes les zones du projet, à l'exception de la zone d'extraction minière, et l'achèvement des travaux de construction portant sur l'usine de traitement du minerai, les zones d'extraction et les infrastructures. Au quatrième trimestre de 2015, Suncor a acquis, auprès de Total E&P, une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de sables pétrolifères de Fort Hills en contrepartie de 360 M$.

Les coentrepreneurs du projet Hebron ont autorisé le démarrage des travaux de mise en valeur le 31 décembre 2012. Le projet d'exploitation du gisement Hebron prévoit une structure gravitaire conçue pour soutenir la cadence de production pétrolière brute prévue de 150 000 b/j. En 2016, les activités liées au projet devraient être axées sur la construction de la structure gravitaire et des installations de surface.

Autres projets d'investissement

Suncor prévoit aussi que les dépenses en immobilisations de 2016 seront affectées aux projets et initiatives suivants :

Sables pétrolifères

En 2016, Suncor prévoit continuer d'axer les dépenses en immobilisations de maintien sur l'exécution des travaux de maintenance planifiés, notamment les travaux de révision portant sur l'usine de valorisation 2, sur le maintien de la capacité de production aux installations existantes axées principalement sur les nouvelles plateformes de puits des installations *in situ* destinées à compenser le déclin naturel, ainsi que sur la gestion des résidus.

Les dépenses de croissance continueront d'être affectées principalement aux actifs de logistique et d'entreposage qui serviront à faciliter l'accès au marché pour le bitume provenant de Fort Hills.

Coentreprise des Sables pétrolifères

En 2016, les dépenses en immobilisations de maintien de Syncrude devraient porter essentiellement sur la maintenance planifiée, l'aménagement des installations de

gestion des résidus et le maintien de la capacité de production.

Exploration et production
En 2016, les dépenses de croissance continueront d'être axées sur l'exécution de travaux de forage de développement dans le secteur E&P Canada, soit à Hibernia à l'unité d'extension sud d'Hibernia et à White Rose, ainsi que sur la poursuite des travaux de forage de développement à Golden Eagle. Les dépenses de croissance pour le secteur E&P Canada comprennent aussi des travaux de forage d'exploration dans le bassin Shelburne.

Raffinage et commercialisation
La Société s'attend à ce que les dépenses en immobilisations de maintien soient axées sur les travaux de maintenance planifiés 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)	2015	2014	2013
Entrées nettes (sorties nettes) liées aux			
Activités d'exploitation	**6 884**	8 936	10 100
Activités d'investissement	**(6 771)**	(6 863)	(6 533)
Activités de financement	**(1 854)**	(1 872)	(2 832)
Profit de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**295**	92	82
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(1 446)**	293	817
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	**4 049**	5 495	5 202
Rendement du capital investi (en pourcentage) [1),2)]			
Compte non tenu des projets majeurs en cours	**0,6**	8,6	11,5
Compte tenu des projets majeurs en cours	**0,5**	7,5	9,9
Ratio dette nette/flux de trésorerie d'exploitation [2)] (en nombre de fois)	**1,7**	0,9	0,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)			
Base du résultat [3)]	**(1,8)**	6,6	9,5
Base des flux de trésorerie d'exploitation [2),4)]	**9,3**	15,5	16,8

1) Mesure financière hors PCGR. Un rapprochement du RCI figure à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

2) Les flux de trésorerie d'exploitation et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie d'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 flux de trésorerie d'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 rentrées de 6,884 G$ en 2015, en comparaison de 8,936 G$ en 2014. Cette baisse est principalement attribuable à l'importante diminution des prix obtenus en amont qui a découlé de la baisse des cours de référence du brut, partiellement compensée par l'augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères attribuable à l'amélioration de la fiabilité, par le contexte de prix favorable en aval et par la baisse des charges d'exploitation liées à l'ensemble des activités.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement
Les activités d'investissement se sont soldées par des sorties de 6,771 G$ en 2015, en comparaison de 6,863 G$ en 2014. La diminution des sorties de trésorerie nettes enregistrée en 2015 découle principalement de la réduction des dépenses en immobilisations devant la baisse des prix des marchandises. Cette diminution a été en partie contrebalancée par l'acquisition menée auprès de Total E&P, en contrepartie de 360 M$, d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement
Les activités de financement se sont soldées par des sorties de 1,854 G$ en 2015, en comparaison de 1,872 G$ en 2014. La diminution des sorties de trésorerie enregistrée en 2015 est attribuable essentiellement à une baisse liée au programme de rachat d'actions, qui a été interrompu, en partie compensée par le fait qu'aucune émission de titres d'emprunt n'a eu lieu en 2015 et par une hausse des dividendes versés.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses équivalents et des lignes de crédit disponibles. La direction estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a

besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2016, de l'ordre de 6,0 G$ à 6,5 G$, compte tenu de la participation supplémentaire de 10 % dans le projet Fort Hills, les dépenses d'investissement de maintien et les paiements de dividendes liés à l'acquisition de COS dont il est question ci-après, 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 placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et de l'émission de billets ou de débentures à long terme. 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 vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de Suncor juge qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

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.

Le 5 octobre 2015, Suncor a soumis une offre visant l'acquisition de la totalité des actions ordinaires en circulation de COS, à raison de 0,25 action ordinaire de Suncor pour chaque action ordinaire de COS. COS détient une participation de 36,74 % dans le projet Syncrude et avait environ 485 millions d'actions en circulation au 31 décembre 2015. En février 2016, Suncor a acquis 84,2 % des actions de COS, en contrepartie de 0,28 action de Suncor pour chaque action de COS. Au moment de l'acquisition, la transaction visant COS a été évaluée à 6,9 G$, ce qui correspond à la valeur de marché des actions ordinaires de Suncor échangées et à la dette nette de 2,6 G$ de COS. COS a par la suite convoqué les actionnaires à une assemblée devant se tenir le 21 mars 2016, lors de laquelle le reste des actions de COS pourront être acquises par Suncor aux termes d'une opération d'acquisition ultérieure.

L'acquisition de COS et l'acquisition subséquente prévue auront une incidence sur la situation de trésorerie et les sources de financement de Suncor. Au 31 janvier 2016, Suncor estimait que COS avait une dette libellée en dollars américains se chiffrant à environ 1,5 G$ et un emprunt sur une facilité de crédit de 550 M$. Il est prévu qu'un premier remboursement sur l'emprunt de 500 M$ US sera effectué en 2019. Une fois réalisée, l'acquisition devrait donner lieu à l'émission, par Suncor, d'un total de 136 millions d'actions ordinaires en février et mars 2016, ce qui, selon le versement de dividende actuellement prévu, se traduirait par une hausse annuelle de 157 M$ des dividendes versés par Suncor. La participation supplémentaire devrait procurer des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation additionnels et se traduire par des dépenses en immobilisations de maintien accrues d'environ 250 M$ pour 2016. Les flux de trésorerie nets qu'obtiendra Suncor dépendront du rendement du projet Syncrude sous-jacent ainsi que d'autres facteurs, comme les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique.

Sources de financement disponibles

Trésorerie et équivalents

La trésorerie et ses équivalents, qui s'élevaient à 4,049 G$ au 31 décembre 2015, comprennent des placements à court terme dont la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance est d'environ 10,5 jours. En 2015, ce portefeuille de placements a rapporté à la Société des produits d'intérêts d'environ 30,2 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 du contexte actuel des prix. 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 870 M$ en 2015, en hausse par rapport à ceux de 739 M$ inscrits en 2014, en raison surtout de l'affaiblissement du dollar canadien.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 7,034 G$ au 31 décembre 2015, contre 4,136 G$ au 31 décembre 2014, ce qui s'explique surtout par la nouvelle facilité de crédit de 2,0 G$ US échéant au deuxième trimestre de 2019 qui a été établie au premier trimestre de 2015.

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

(en millions de dollars)	2015
Facilité entièrement renouvelable pour une durée de un an après la date d'échéance (avril 2016)	2 000
Facilité entièrement renouvelable échéant en 2017	1 600
Facilité entièrement renouvelable pour une durée de quatre ans, échéant en avril 2019	5 768
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	165
Total des facilités de crédit	9 533
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(748)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(1 569)
Total des facilités de crédit inutilisées[1)]	7 216

1) Les facilités de crédit disponibles aux fins des besoins généraux s'établissaient à 7 034 M$ au 31 décembre 2015 (4 136 M$ au 31 décembre 2014).

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 2015, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28 % (24 % au 31 décembre 2014). Au 31 décembre 2015, la Société respectait toutes les clauses restrictives liées aux activités d'exploitation.

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014
Dette à court terme	**747**	806
Tranche courante de la dette à long terme	**70**	34
Dette à long terme	**14 486**	12 489
Dette totale	**15 303**	13 329
Moins la trésorerie et ses équivalents	**4 049**	5 495
Dette nette	**11 254**	7 834
Capitaux propres	**39 039**	41 603
Dette totale majorée des capitaux propres	**54 342**	54 932
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en %)	**28**	24

Variation de la dette nette

(en millions de dollars)	
Dette nette au 31 décembre 2014	7 834
Augmentation de la dette nette	3 420
Dette nette au 31 décembre 2015	11 254
Variation de la dette nette	
Flux de trésorerie d'exploitation	6 806
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(6 685)
Produit de la cession d'actifs	277
Acquisitions	(360)
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(1 553)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	75
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	(1 980)
	(3 420)

Au 31 décembre 2015, la dette nette de Suncor s'élevait à 11,254 G$, contre 7,834 G$ au 31 décembre 2014. En 2015, la dette nette a augmenté de 3,420 G$, en raison principalement de l'incidence de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain sur l'évaluation de la dette libellée en dollars américains et des versements de dividendes. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par les flux de trésorerie d'exploitation, qui ont dépassé les dépenses en immobilisations et les frais de prospection.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le ratio dette nette/flux de trésorerie d'exploitation s'est établi à 1,7 fois, ce qui est conforme à l'objectif de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 2,0 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 premier trimestre de 2016, Moody's Investors Service a abaissé la notation de la dette de premier rang à long terme de la Société, la ramenant de A3 (perspective négative) à Baa1 (perspective stable), et confirmé la notation de P2 du programme de papier commercial en dollars américains à court terme de la Société.

Au 25 février 2016, les notations de la dette de premier rang à long terme de la Société se présentent comme suit :

Dette de premier rang à long terme	Note	Perspectives à long terme
Standard & Poor's	A –	Sous surveillance
Dominion Bond Rating Service	A (bas)	Examen
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 2015 de Suncor pour une description des notations de crédit présentées dans les tableaux ci-dessus.

Actions ordinaires

Actions en circulation

Au 31 décembre 2015 (en milliers)	
Actions ordinaires	**1 446 013**
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	**17 527**
Options sur actions ordinaires – exerçables	**11 563**

Au 22 février 2016, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 544 964 541 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 35 385 232. Une fois exercées, les options sur actions ordinaires en cours peuvent être échangées à raison d'une option pour une action ordinaire. Suncor prévoit émettre 21,4 millions d'actions supplémentaires aux actionnaires de COS en mars 2016, aux termes de l'opération d'acquisition ultérieure.

Rachats d'actions

La Société peut racheter des actions dans le cadre d'une offre publique de rachat dans le cadre normal des activités (l'« offre publique de rachat ») par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de son offre publique de rachat en vigueur, la Société peut racheter aux fins d'annulation pour un maximum de 500 M$ de ses actions ordinaires entre le 5 août 2015 et le 4 août 2016. En vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables, les rachats aux termes du programme ont été interrompus le 5 octobre 2015.

En 2015, la Société a racheté 1 229 579 actions ordinaires au prix moyen de 34,94 $ chacune, pour un coût de rachat total de 43 M$.

En vertu de l'offre publique de rachat, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 43 375 481 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation. Les actionnaires peuvent obtenir sans frais, auprès du service des relations avec les investisseurs de la Société, un exemplaire de l'avis d'intention de procéder à l'offre publique de rachat de 2015.

Depuis la mise en place de son programme de rachat d'actions en 2011, Suncor a racheté 156,7 millions d'actions ordinaires, redistribuant ainsi un total de 5,340 G$ aux actionnaires.

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014	2013	2012
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	**1 230**	42 027	49 492	46 862
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)				
Coût des rachats	**43**	1 671	1 675	1 452
Prime des options reçue	**—**	—	—	(1)
	43	1 671	1 675	1 451
Prix de rachat moyen pondéré par action, déduction faite de la prime des options (en dollars par action)	**34,93**	39,76	33,84	30,96

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)	2016	2017	2018	2019	2020	2021 et par la suite	Total
Emprunts à terme fixe et renouvelables[1)]	1 467	707	3 876	551	551	17 277	**24 429**
Obligations découlant de contrats de location-financement	57	58	62	28	31	1 028	**1 264**
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état[2)]	388	429	520	601	535	7 395	**9 868**
Contrats de location simple et engagements de transport par pipeline et de services énergétiques[3)]	2 337	1 653	1 479	1 288	1 180	10 253	**18 190**
Engagements au titre de travaux de prospection	1	83	145	128	125	112	**594**
Autres obligations à long terme[4)]	3	20	10	19	19	19	**90**
Total	**4 253**	**2 950**	**6 092**	**2 615**	**2 441**	**36 084**	**54 435**

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) La Société a également conclu divers engagements relatifs à sa capacité pipelinière qui sont en attente d'une approbation réglementaire. Suncor s'est engagée à rembourser certains coûts au fournisseur de services, advenant le cas où cette approbation n'était pas obtenue.
4) Comprennent la prime à la signature des CEPP en Libye. Se reporter à la note « Autres passifs à long terme » des états financiers consolidés audités.

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 30 des états financiers consolidés audités de 2015 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. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, l'incidence avant impôt des activités de gestion des risques correspond à un profit de 93 M$ (un profit avant impôt de 176 M$ en 2014).

Dans le cadre de ses activités de négociation de l'énergie, Suncor a recours à des contrats dérivés sur le pétrole brut, le gaz naturel et les produits raffinés ainsi qu'à d'autres contrats dérivés dans le but de générer un profit net. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, l'incidence avant impôt pour les activités de négociation de l'énergie correspond à un profit de 28 M$ (profit avant impôt de 173 M$ en 2014).

Les actifs disponibles à la vente se rapportent à la participation de la Société dans Pioneer Energy. À la suite d'une entente visant la vente de sa quote-part des actifs de Pioneer Energy, la Société a augmenté de 98 M$ la juste valeur de sa participation dans Pioneer Energy pour la porter à 183 M$ au troisième trimestre de 2014, afin de refléter le prix de vente convenu. Cette transaction a été réalisée en 2015.

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 1er janvier 2014	(138)	(1)	(139)
Juste valeur des contrats réalisés durant l'exercice	(15)	(65)	(80)
Variation de la juste valeur durant l'exercice	173	176	349
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2014	**20**	**110**	**130**
Juste valeur des contrats réalisés durant l'exercice	(66)	(183)	(249)
Variation de la juste valeur durant l'exercice	28	93	121
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2015	**(18)**	**20**	**2**

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

Juste valeur des contrats dérivés aux 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014
Créances	**90**	211
Dettes	**(88)**	(81)
	2	130

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 2015 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 2015.

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.

Comptabilisation de l'acquisition de participations dans des entreprises communes

En mai 2014, l'IASB a publié des modifications à IFRS 11, *Partenariats*, en vue de préciser que l'acquéreur d'une participation dans une entreprise commune dont les activités constituent une entreprise doit appliquer tous les principes de comptabilisation de regroupements d'entreprises aux termes d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*. Ces modifications s'appliquent de façon prospective aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016 et une application anticipée est autorisée. L'adoption de ces modifications pourrait avoir une incidence sur la Société dans le cas où celle-ci augmenterait ou diminuerait sa participation dans une entreprise commune existante ou investirait dans une nouvelle entreprise commune.

Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et son entreprise associée ou sa coentreprise

En septembre 2014, l'IASB a publié des modifications en vue d'éliminer les incohérences entre les exigences d'IFRS 10, *États financiers consolidés*, et d'IAS 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, concernant la vente ou l'apport d'actifs entre un investisseur et son entreprise associée ou sa coentreprise. La modification précise qu'un profit ou une perte doit être comptabilisé intégralement lorsque la transaction porte sur une entreprise. Un profit ou une perte est comptabilisé partiellement lorsque la transaction porte sur des actifs qui ne constituent pas une entreprise. Ces modifications s'appliquent de façon prospective aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016 et une application anticipée est autorisée. L'adoption de ces modifications pourrait avoir une incidence sur la Société dans le cas où celle-ci exécuterait des transactions avec des entreprises associées ou des coentreprises.

Initiative concernant les informations à fournir

En décembre 2014, l'IASB a publié des modifications à IAS 1, *Présentation des états financiers*, en vue de fournir des précisions sur les exigences existantes liées à l'importance relative, à l'ordre des notes, aux totaux partiels, aux méthodes comptables et à la ventilation. Cette norme s'applique de façon rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016 et une application anticipée est autorisée. L'adoption de cette norme révisée ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les informations présentées par la Société.

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. Cette norme s'applique de façon rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018 et une application anticipée est autorisée. La Société évalue actuellement l'incidence de cette norme.

Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation

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 norme s'applique aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018 et doit être appliquée de manière rétrospective, sauf pour certaines exceptions. Son adoption anticipée est autorisée. La Société évalue actuellement l'incidence de cette norme.

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 titre de contrats de location-financement à l'état de la situation financière. IFRS 16 traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail, en éliminant l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple. Il existe 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 le même et donne le choix du classement entre contrats de location-financement et contrats de location simple. IFRS 16 s'applique à compter du 1er janvier 2019, l'adoption anticipée étant toutefois autorisée. La Société évalue actuellement l'incidence de cette norme.

Principales estimations comptables et jugements importants

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

Les principales estimations comptables sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation et celles pour lesquelles des changements d'hypothèses importantes raisonnablement susceptibles de se produire pourraient avoir une incidence significative sur la situation financière ou les résultats de la Société.

Les jugements importants sont les jugements que la direction pose lors de l'application des méthodes comptables de la Société et qui influent le plus sur les montants comptabilisés dans les états financiers consolidés audités.

Les principales estimations comptables et les jugements importants sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Les paragraphes qui suivent présentent les principales estimations comptables utilisées dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés audités de Suncor au 31 décembre 2015.

Ressources et 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 et ressources estimatives de pétrole et de gaz de la Société. L'estimation des réserves et ressources 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 2015 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les estimations des réserves et ressources 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 2015, lesquelles pourraient être considérablement différentes à d'autres moments de l'exercice ou 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.

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 réserves 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 réserves, 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.

Mise en valeur de projets

La détermination du moment auquel les actifs de prospection et d'évaluation doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles relève du jugement de la direction. Cette décision repose sur plusieurs facteurs, notamment l'existence de réserves, l'obtention des autorisations nécessaires des organismes de réglementation et les processus d'autorisation internes 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.

Peu importe qu'il existe ou non des signes d'une dépréciation, la Société doit soumettre à un test de dépréciation annuel toute UGT ou tout regroupement d'UGT dont la valeur comptable nette inclut des immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéterminée ou un goodwill qui lui a été attribué. En ce qui concerne Suncor, les tests de dépréciation ont porté notamment sur le secteur Sables pétrolifères au 31 décembre 2015 et sur le secteur Raffinage et commercialisation au 31 octobre 2015. La Société a conclu que les UGT sous-jacentes n'avaient pas subi de perte de valeur.

En 2015, la Société a relevé un indice de dépréciation découlant de la baisse marquée des cours de référence du pétrole brut et, en conséquence, elle a soumis les UGT du secteur Sables pétrolifères et du secteur Exploration et production à un test de dépréciation réalisé en date du 31 décembre 2015. Des pertes de valeur ont été comptabilisées à l'égard des actifs des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production.

Se reporter à la note 9 des états financiers consolidés audités de 2015 pour plus de précisions sur les pertes de valeur comptabilisées en 2015.

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 ainsi que des projets et processus de remise en état comme TRO[MC] et 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.

La provision au titre du démantèlement et de la remise en état de Suncor a augmenté en 2015 de 1,0 G$ pour s'établir à 9,9 G$, sur une base non actualisée, et de 0,4 G$ pour s'établir à 5,5 G$, après actualisation. Les facteurs ayant le plus contribué à la variation de la provision sont la modification du taux d'actualisation, l'accroissement des dommages causés aux sols et la révision à la hausse de certains coûts futurs estimés liés au secteur Sables pétrolifères et au secteur Exploration et production. La provision a également augmenté en raison d'une diminution du taux d'actualisation moyen ajusté en fonction du crédit (4,37 % en 2015, contre 3,93 % en 2014).

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.

La juste valeur de l'actif des régimes est déterminée à partir des valeurs de marché. Le taux de rendement estimatif de l'actif des régimes du portefeuille tient compte du niveau actuel des rendements des titres à revenu fixe, du niveau historique des primes de risque liées aux autres catégories d'actif et des rendements futurs prévus pour toutes les catégories d'actif. Les hypothèses relatives aux taux d'actualisation reposent sur le taux d'intérêt de fin d'exercice que procurent des obligations de grande qualité pour des échéances équivalentes à celles des obligations de la Société au titre des prestations. Le taux estimatif de la croissance de la rémunération repose sur le jugement de la direction.

Les évaluations actuarielles sont soumises au jugement de la direction. Les écarts actuariels comprennent les changements apportés aux hypothèses portant sur les taux d'actualisation, le rendement attendu des actifs des régimes et les taux annuels de croissance de la rémunération. Ces écarts sont comptabilisés sur une base prospective et peuvent 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.

La Société est partie à des litiges et à des réclamations dans le cours normal des activités. Au 31 décembre 2015, la direction estimait que l'issue de ces litiges ou réclamations n'aurait aucune incidence significative sur la situation financière de la Société.

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.

Contrôle et influence notable

Le contrôle se définit comme le pouvoir de prendre des décisions financières et opérationnelles pour une entité de façon à tirer un avantage de ses activités. L'influence notable se définit, quant à elle, comme le pouvoir de prendre part aux décisions financières et opérationnelles de l'entité détenue. Pour savoir si la Société détient le contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une autre entité, il faut évaluer l'incidence qu'elle a sur les décisions financières et opérationnelles de l'autre entité et évaluer dans quelle mesure elle en tire des avantages.

Partenariats

Un partenariat représente une entente selon laquelle deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint aux termes d'un accord contractuel. Le contrôle conjoint exige un consentement unanime pour les décisions financières et celles liées à l'exploitation. Les partenariats peuvent être classés soit comme des entreprises communes, soit comme des coentreprises. Ce classement dépend des droits et obligations contractuels de chaque investisseur, plutôt que de la structure juridique du partenariat.

Lorsqu'une société détient une participation directe dans des actifs contrôlés conjointement et des passifs assumés conjointement, ce partenariat est classé comme une coentreprise, et la quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges revenant à la société est inscrite dans les états financiers consolidés.

Les participations dans des coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, selon laquelle la participation initiale de la Société est comptabilisée au coût et ajustée par la suite en fonction de la quote-part de la Société du bénéfice ou de la perte de la coentreprise, déduction faite des distributions reçues.

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 systématique 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. Le comité d'examen des risques de la Société, qui est composé de représentants chevronnés provenant des différents secteurs d'activités et groupes fonctionnels de Suncor, supervise un processus global visant à repérer, à évaluer et à communiquer les principaux risques de la Société.

Volatilité des prix des marchandises

Notre performance financière est étroitement liée aux prix du pétrole brut pour nos activités en amont et aux prix des produits pétroliers raffinés pour nos activités en aval et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel pour nos 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 notre volonté 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 »), 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 principalement par l'offre et la demande et par les prix d'autres sources d'énergie. Toute baisse des marges sur les produits raffinés ou toute hausse des prix du gaz naturel pourrait avoir une incidence défavorable importante sur 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 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. Les réserves de Suncor comprennent d'importantes quantités de bitume et de pétrole brut synthétique qui se négocient 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 augmenter de façon importante, ils pourraient avoir une incidence défavorable significative sur la situation financière de Suncor.

Les prix du pétrole ont chuté drastiquement à l'échelle mondiale au cours de la deuxième moitié de 2014 et en 2016. Une période prolongée de chute et/ou de volatilité des prix pourrait compromettre la valeur de nos actifs en amont et en aval, ainsi que le niveau des dépenses affectées aux projets de croissance, et pourrait entraîner une réduction de la production provenant de certains projets et se traduire par des réductions de la valeur comptable de nos actifs. Par conséquent, les faibles prix des marchandises, et du pétrole brut en particulier, pourraient avoir un effet défavorable significatif sur les activités, la situation financière et les réserves de Suncor et pourraient également entraîner des pertes de valeur d'actifs ou se solder par l'annulation ou le report de certains de ses projets de croissance.

Politiques gouvernementales

Suncor fonctionne sous le régime de la réglementation fédérale, provinciale, étatique et municipale dans de nombreux pays. La Société est également assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel, telles que 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, les contrôles de protection environnementale, la performance

sur le plan de la sécurité, la réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, les interactions de la Société 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 et l'abandon des gisements et des emplacements des mines (y compris les restrictions sur la production) et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels.

L'évolution des politiques et de la réglementation gouvernementales, ou encore de leur interprétation, pourraient avoir une incidence sur les projets en cours et les projets prévus de Suncor et pourraient se traduire par des coûts de conformité supplémentaires et, de ce fait, entraîner une augmentation des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation. Les modifications apportées aux politiques et à la réglementation gouvernementales ou l'opposition de tiers à certains projets, notamment les projets Northern Gateway et Énergie Est, pourraient aussi nuire aux activités de Suncor. Les résultats de 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 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.

Impôt sur le résultat

Des hausses de l'impôt sur le résultat, telles que la hausse du taux d'impôt provincial des sociétés en Alberta qui a eu lieu au deuxième trimestre de 2015 et qui l'a fait passer de 10 % à 12 % en date du 1er juillet 2015, pourraient avoir une incidence défavorable significative sur la situation financière de Suncor. Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») annoncé précédemment, la Société a reçu, au deuxième trimestre de 2014, un avis de nouvelle cotisation concernant le traitement fiscal de pertes qui ont été réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. Le montant total de la nouvelle cotisation, y compris l'impôt, les pénalités et les intérêts, s'établit à environ 920 M$. La Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et continue de croire fermement qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale et prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. Outre les éléments dont il est fait mention ci-dessus, la Société :

- a reçu des avis de nouvelle cotisation des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec s'élevant respectivement à environ 124 M$, 100 M$ et 42 M$;
- a versé une sûreté d'environ 642 M$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario;
- a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales de l'Alberta, du Québec et de l'Ontario;
- a déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en novembre 2014 et est actuellement en appel devant celle-ci.

Si la Société ne parvenait pas à défendre sa position fiscale, l'incidence sur le résultat et la trésorerie pourraient s'élever à 1,2 G$.

Redevances

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 CPP, des conclusions des audits réglementaires portant sur des déclarations relatives à des années antérieures ou de la survenance d'événements inattendus. La matérialisation de l'un ou l'autre de ces événements pourrait avoir une incidence significative sur les charges de redevances 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, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Pannes opérationnelles et incidents majeurs en matière d'environnement et de sécurité

Chacun de nos principaux secteurs, à savoir les secteurs Sables pétrolifères, E&P et Raffinage et commercialisation, exige des investissements considérables pour la conception, l'exploitation et l'entretien des installations, et comporte par conséquent 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 les incendies, les explosions, les éruptions, les pannes d'électricité, les conditions hivernales rigoureuses et autres conditions climatiques extrêmes, les accidents de train ou les déraillements, ainsi que la migration de substances dangereuses, ou encore les déversements de pétrole, les fuites gazeuses ou la décharge de résidus dans les réseaux d'eau, 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 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, comme suit :

- Le secteur Sables pétrolifères 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 de ses systèmes constituants interdépendants.
- Des risques et des incertitudes sont associés aux activités en amont 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, la qualité du minerai 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, d'autres accidents, et la pollution et d'autres risques environnementaux décrits. Se reporter également à la rubrique « Facteurs de risque ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves » de la notice annuelle de 2015.
- 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 de ses installations ou l'arrêt de ses 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 également 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 la perte de produits, les ralentissements 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 notre couverture d'assurance ne soit pas suffisante pour couvrir les coûts découlant de la répartition des obligations et des risques de perte découlant des activités de Suncor.

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 résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Approbation d'ordre réglementaire et conformité

Avant de procéder à l'exécution de la plupart des projets majeurs, y compris à des modifications importantes de ses activités actuelles, Suncor doit obtenir divers permis fédéraux, provinciaux ou d'État, ainsi que les approbations des organismes de réglementation. Suncor doit également obtenir des permis pour exploiter certains actifs. Ces

processus peuvent notamment comporter la consultation des parties intéressées, des évaluations des impacts environnementaux et des audiences publiques et peuvent être assortis de conditions, y compris des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. Suncor peut également être indirectement touchée par l'incapacité d'un tiers d'obtenir les approbations des organismes de réglementation requises pour des projets d'infrastructures partagés. 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.

Dans le cadre de ses activités en cours, la Société est également soumise à un grand nombre de règlements en matière d'environnement, de santé et de sécurité en vertu de diverses lois du Canada, des États-Unis 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 cette réglementation pourrait mener à l'imposition d'amendes et pénalités, à des restrictions sur la production, à une atteinte à la réputation, à l'obligation de déposer 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.

Le défaut d'obtenir ou de conserver 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, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Exécution de projets

Il existe certains risques liés à l'exécution de nos grands projets et à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations au sein de nos 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 :

- le défaut de se conformer au modèle de mise en œuvre de projets 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 dans une zone de construction confinée;
- 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 notre capacité 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 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;
- notre capacité de mener à bien des transactions stratégiques;
- la mise en service et l'intégration de nouvelles installations au sein de nos actifs existants, 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, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Réputation du secteur des combustibles fossiles

Suncor exerce ses activités dans un contexte marqué par des préoccupations concernant les changements climatiques, alors que les normes environnementales sont perçues comme un frein légitime à la croissance économique et que les combustibles fossiles suscitent de plus en plus l'opposition des groupes d'activistes et de l'opinion publique. De surcroît, la proposition de valeur sociale fondée sur le déploiement des ressources naturelles est contestée.

Les lois et les règlements 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.

Toute modification à la réglementation environnementale pourrait se répercuter sur la demande de produits ou sur la composition ou la qualité des produits, ou occasionner une hausse des dépenses en immobilisations ou des coûts de distribution, qui pourraient être récupérables ou non sur le marché. La complexité et l'ampleur de ces questions font qu'il est extrêmement difficile de prévoir leur effet futur sur Suncor.

Changements climatiques

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 de nos projets, puisque Suncor pourrait être tenue de payer des droits ou taxes supplémentaires.

Remise en état des terrains

Des risques sont associés à notre capacité de mener à bien la remise en état des bassins de résidus fins mûrs à l'aide de la technique TRO[MC] ou d'autres méthodes et technologies. Suncor s'attend à ce que la technique TRO[MC] puisse l'aider à exécuter les travaux de remise en état des bassins de résidus actuels en réduisant le volume de résidus fins fluides. L'échec de la technique TRO[MC] ou de toute autre méthode ou technologie et/ou l'augmentation du délai nécessaire à la remise en état des bassins de décantation des résidus pourraient faire croître les estimations des coûts liés au démantèlement et à la remise en état.

Cadre d'aménagement du territoire de l'Alberta (« 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 nous détenons actuellement dans le nord de l'Alberta, notamment par suite de l'application de limites et de seuils environnementaux. En raison de la nature cumulative de la mise en valeur du LARP, son incidence sur les activités de Suncor pourrait être indépendante de notre 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.

Permis d'utilisation des eaux d'Environnement Alberta

Nous utilisons actuellement de l'eau douce pour approvisionner nos activités du secteur Sables pétrolifères en eau à usage domestique et industriel, que nous obtenons en vertu de permis d'utilisation délivrés par Environnement Alberta. Les permis d'utilisation des eaux, 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 d'utilisation des eaux ne seront pas annulés ou que de nouvelles conditions ne viendront pas s'y ajouter. Rien ne garantit non plus que la Société n'aura pas à payer des frais pour sa consommation d'eau future et que ces frais, le cas échéant, seront raisonnables. En outre, l'expansion des projets de la Société pourrait dépendre de sa capacité à obtenir des permis pour l'utilisation d'eau additionnelle, et rien ne saurait garantir l'octroi de ces permis, à plus forte raison à des conditions favorables à Suncor.

L'adoption de nouvelles lois ou la modification de lois ou de règlements déjà en vigueur pourraient donner lieu à une hausse des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation ou entraîner une baisse de la demande pour nos produits. Des tiers pourraient également intenter des actions en justice contre Suncor en lien avec les changements climatiques.

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 résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Capacité de 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 exigent également la mise en œuvre d'un grand nombre d'initiatives d'amélioration pour lesquelles les ressources font l'objet d'une concurrence, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la Société s'il y avait une prise en compte inadéquate des impacts cumulatifs d'initiatives antérieures ou parallèles sur le personnel, les processus et les systèmes. Il est également possible que ces objectifs surpassent la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements. La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Gestion des coûts

Suncor est assujettie au risque de voir grimper ses charges d'exploitation. Si Suncor ne réussit pas à contrôler ces charges, sa capacité de mener à bien des projets prometteurs comportant des charges d'exploitation moins élevées pourrait alors être compromise. Les facteurs qui contribuent à ces risques comprennent la pénurie de main-d'œuvre qualifiée et de ressources et le succès à long terme des technologies *in situ* existantes et émergentes. Toute hausse des charges d'exploitation pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Accès au marché

Suncor prévoit une hausse de la production de bitume au cours des années à venir, en raison principalement de la production croissante associée 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.

Le fait que la production de sables pétrolifères ait un accès restreint au marché en raison d'une capacité de transport par pipeline insuffisante, la croissance de la production intérieure et les interruptions observées dans les raffineries pourraient contribuer au risque d'accroissement des écarts de prix, ce qui pourrait compromettre la rentabilité des ventes de produits et avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Sécurité de l'information

Le bon fonctionnement des activités de Suncor dépend du matériel et des logiciels informatiques. Les systèmes d'information sont vulnérables aux atteintes à la sécurité des données par les pirates informatiques et les cyberterroristes. Nous comptons sur des mesures de sécurité reconnues par l'industrie et sur la technologie pour conserver en toute sécurité l'information confidentielle et les renseignements exclusifs stockés dans nos systèmes d'information. Cependant, ces mesures et cette technologie peuvent ne pas prévenir efficacement les atteintes à la sécurité. L'indisponibilité prolongée des systèmes d'information ou leur incapacité de donner les résultats escomptés pour une raison ou une autre pourrait perturber nos activités, entraîner une baisse du rendement et de la production ou donner lieu à une augmentation des charges, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Dans le cours normal des 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. En dépit des mesures de sécurité mises en œuvre, les technologies de l'information de Suncor et l'infrastructure connexe pourraient être la cible d'attaques de pirates informatiques et de cyberterroristes et faire l'objet d'effractions à la suite d'erreurs commises par des employés, d'actes malveillants ou de perturbations autres. De telles effractions pourraient compromettre le fonctionnement des réseaux de Suncor et la sécurité des renseignements détenus par la Société, qui pourraient être consultés, divulgués, égarés ou subtilisés. 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 ou ternir la réputation de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation

financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie 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 nous nous trouvions incapables 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 de l'une de nos contreparties de nous remettre les fonds ou les instruments prévus, ou de le faire au moment escompté;
- L'omission par l'une de nos contreparties d'honorer ses obligations envers nous;
- Une perte causée par une erreur humaine ou par une défaillance de nos systèmes ou de nos contrôles;
- 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, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Fluctuations des taux de change

Nos états financiers consolidés audités 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 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, et entre le dollar canadien et la livre sterling. 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. En 2015, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change ayant diminué pour passer de 0,86 à 0,72.

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 résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Risque de taux d'intérêt

Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme canadiens et américains, du fait qu'une partie de la capacité d'emprunt de la Société 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. Nous sommes également exposés au risque de taux d'intérêt au moment où les instruments d'emprunt arrivent à échéance et doivent être refinancés, ou lorsque nous devons obtenir un nouveau financement par emprunt. Toute fluctuation défavorable des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

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

Suncor prévoit financer ses dépenses en immobilisations futures au moyen de la trésorerie générée par ses activités d'exploitation et au moyen d'emprunts. 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'investisseurs intéressés à acquérir des placements dans le secteur de l'énergie en général et dans nos titres 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, notre capacité à

engager des dépenses en immobilisations et à conserver nos biens actuels pourrait être compromise.

Le recours à des capitaux d'emprunt pour financer la totalité ou une partie de nos dépenses en immobilisations pourrait accroître notre niveau d'endettement et le porter à un niveau dépassant celui de la plupart des autres sociétés pétrolières et gazières de taille similaire à la nôtre. Si nos plans de développement futurs le requièrent, nous pourrions 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 de commission 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, nous sommes tenus de respecter certaines clauses restrictives liées à nos facilités bancaires existantes et cherchons à éviter les coûts d'emprunt trop élevés. Il pourrait arriver de temps à autre que notre niveau d'endettement compromette notre capacité d'obtenir du financement supplémentaire pour saisir une occasion d'affaires avantageuse ou nuise à nos notations.

Nous sommes tenus de respecter des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle aux termes des conventions régissant nos facilités de crédit et nos titres d'emprunt. Nous examinons régulièrement notre conformité à ces clauses restrictives à la lumière des résultats réels et prévus, et nous sommes en mesure de modifier nos plans de développement, notre structure du capital et notre politique de dividende, s'il y a lieu, afin d'assurer le respect des clauses restrictives liées à nos 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 et de ses filiales. Les notations qu'elles accordent à notre dette à long terme et à notre dette à court terme reposent sur divers facteurs, notamment sur notre solidité financière ainsi que sur des facteurs qui sont indépendants de notre 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 lorsque vient le temps de conclure certaines transactions avec nous, notamment des transactions mettant en jeu des dérivés négociés hors cote. Les agences de notation pourraient éventuellement abaisser l'une de nos notations, ou plusieurs d'entre elles, ce qui pourrait restreindre notre accès au marché public ou privé du crédit et ainsi faire augmenter le coût d'emprunt pour la Société. Le 12 février 2016, Moody's Investors Service a abaissé la notation de la dette non garantie de premier rang de Suncor, la ramenant de A3 à Baa. En outre, les perspectives de Suncor ont été mises sous surveillance par Standard & Poor's et sous examen par Dominion Bond rating Service.

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, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Suncor.

Dividendes

Le versement futur de dividendes sur nos actions ordinaires sera tributaire, entre autres, de notre situation financière, de nos résultats d'exploitation, de nos flux de trésorerie, de la nécessité d'obtenir des fonds afin de financer les activités courantes, des clauses restrictives relatives à notre dette et d'autres critères commerciaux que le conseil 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 déposé respectivement auprès des organismes canadiens et américains de réglementation des valeurs mobilières.

11. AUTRES ÉLÉMENTS

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 décembre 2015, 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 2015, il ne s'était produit, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, 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.

En raison de l'agitation politique que connaissent la Libye et la Syrie, Suncor est dans l'incapacité de surveiller l'état de ses actifs dans ce pays. Suncor évalue de façon continue l'environnement de contrôle en Libye et en Syrie, dans la mesure du possible, et elle ne croit pas que les changements survenus dans ces pays ont eu une incidence significative sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière dans l'ensemble.

L'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2015 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 2015.

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

En raison de la baisse des prix du pétrole brut, Suncor a publié une mise à jour de ses prévisions pour 2016. Le communiqué de presse de Suncor daté du 3 février 2016, qui peut également être consulté aux adresses www.suncor.com et www.sedar.com, présente de plus amples détails et mises en garde concernant les changements apportés aux prévisions de la Société.

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 flux de trésorerie d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères 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 commerciale, l'endettement et la liquidité. 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. Un rapprochement entre le résultat d'exploitation de chaque secteur et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion.

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 est calculé en fonction des volumes de production et de la composition de la production 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, 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 comprend les redevances en Libye, qui représentent l'écart entre les produits bruts, calculé d'après la quote-part de la production revenant à Suncor, et les produits nets lui revenant aux termes des contrats respectifs.
- Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans l'analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume et sur la composition en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.
- 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 (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks) 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, et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance 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 opérationnels.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		**2015**	2014	2013
Ajustements du résultat net				
Résultat net		**(1 995)**	2 699	3 911
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :				
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains		**1 930**	722	521
Charge d'intérêts nette		**312**	229	228
	A	**247**	3 650	4 660
Capital investi – début de la période de 12 mois				
Dette nette		**7 834**	6 256	6 639
Capitaux propres		**41 603**	41 180	39 215
		49 437	47 436	45 854
Capital investi – fin de la période de 12 mois				
Dette nette		**11 254**	7 834	6 256
Capitaux propres		**39 039**	41 603	41 180
		50 293	49 437	47 436
Capital moyen investi	B	**50 565**	48 797	46 981
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	**0,5**	7,5	9,9
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	**7 195**	6 203	6 502
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	**0,6**	8,6	11,5

Flux de trésorerie d'exploitation et flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie d'exploitation sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR 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 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		
	2015	2014	2013	**2015**	2014	2013	**2015**	2014	2013
Résultat net	**(856)**	1 776	2 040	**(758)**	653	1 000	**2 266**	1 692	2 022
Ajustements pour :									
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**3 583**	4 035	2 439	**3 106**	1 349	1 804	**676**	635	530
Impôt sur le résultat différé	**172**	(139)	358	**(1 235)**	(115)	(130)	**(21)**	(43)	64
Augmentation des passifs	**144**	140	114	**50**	44	60	**7**	7	6
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	**—**	—	—	**—**	—	—	**—**	—	—
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	**20**	(34)	—	**—**	—	—	**60**	(82)	1
Perte (profit) à la cession d'actifs	**8**	3	—	**(5)**	(82)	(130)	**(109)**	(11)	(7)
Rémunération fondée sur des actions	**13**	22	7	**9**	8	28	**2**	4	19
Frais de prospection	**—**	—	—	**255**	104	82	**—**	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	**(277)**	(324)	(388)	**(5)**	(20)	(15)	**(20)**	(20)	(20)
Autres	**28**	(79)	(14)	**(31)**	(32)	(383)	**11**	(4)	3
Flux de trésorerie d'exploitation	**2 835**	5 400	4 556	**1 386**	1 909	2 316	**2 872**	2 178	2 618
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	**(27)**	1 252	1 225	**322**	201	656	**521**	(278)	566
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**2 808**	6 652	5 781	**1 708**	2 110	2 972	**3 393**	1 900	3 184

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Siège social, négociation de l'énergie et éliminations 2015	2014	2013	Total 2015	2014	2013
Résultat net	**(2 647)**	(1 422)	(1 151)	**(1 995)**	2 699	3 911
Ajustements pour :						
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**135**	121	119	**7 500**	6 140	4 892
Impôt sur le résultat différé	**160**	73	90	**(924)**	(224)	382
Augmentation des passifs	**(4)**	7	12	**197**	198	192
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	**1 967**	839	605	**1 967**	839	605
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	**50**	(154)	94	**130**	(270)	95
Profit à la cession d'actifs	**(4)**	—	—	**(110)**	(90)	(137)
Rémunération fondée sur des actions	**(6)**	72	160	**18**	106	214
Frais de prospection	**—**	—	—	**255**	104	82
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	**—**	—	—	**(302)**	(364)	(423)
Autres	**62**	35	(7)	**70**	(80)	(401)
Flux de trésorerie d'exploitation	**(287)**	(429)	(78)	**6 806**	9 058	9 412
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	**(738)**	(1 297)	(1 759)	**78**	(122)	688
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**(1 025)**	(1 726)	(1 837)	**6 884**	8 936	10 100

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant les dépenses en immobilisations et les frais de prospection des flux de trésorerie d'exploitation. Ils rendent compte de la trésorerie disponible pour les distributions aux actionnaires et pour financer les activités de financement. La direction utilise cette mesure pour analyser la performance financière et la liquidité. Le tableau qui suit présente un rapprochement des flux de trésorerie disponibles pour les trois derniers exercices de Suncor.

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Flux de trésorerie d'exploitation	**6 806**	9 058	9 412
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	**(6 667)**	(6 961)	(6 777)
Flux de trésorerie disponibles	**139**	2 097	2 635

Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères

Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR que l'on obtient 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 du secteur Sables pétrolifères font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance opérationnelle du secteur Sables pétrolifères par baril produit.

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 2015 et de 2014

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	
	2015	2014	**2015**	2014	**2015**	2014	**2015**	2014	**2015**	2014
Résultat net présenté	**(616)**	180	**(1 263)**	198	**498**	173	**(626)**	(467)	**(2 007)**	84
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**382**	302	**382**	302
Pertes de valeur	**386**	—	**1 213**	—	**—**	—		—	**1 599**	—
Résultat d'exploitation	**(230)**	180	**(50)**	198	**498**	173	**(244)**	(165)	**(26)**	386

Rapprochement des flux de trésorerie d'exploitation pour les quatrièmes trimestres de 2015 et de 2014

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	
	2015	2014	**2015**	2014	**2015**	2014	**2015**	2014	**2015**	2014
Résultat net	**(616)**	180	**(1 263)**	198	**498**	173	**(626)**	(467)	**(2 007)**	84
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**1 260**	709	**2 063**	297	**174**	162	**32**	32	**3 529**	1 200
Impôt sur le résultat différé	**(174)**	84	**(579)**	(83)	**(36)**	(10)	**54**	60	**(735)**	51
Augmentation des passifs	**38**	34	**13**	11	**2**	2	**(2)**	—	**51**	47
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**386**	352	**386**	352
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	**(14)**	(32)	**—**	(2)	**(32)**	(68)	**56**	(54)	**10**	(156)
Profit à la cession d'actifs	**—**	—	**—**	—	**(4)**	(10)	**(1)**	—	**(5)**	(10)
Rémunération fondée sur des actions	**21**	(5)	**3**	(1)	**11**	(2)	**35**	(4)	**70**	(12)
Frais de prospection	**—**	—	**41**	8	**—**	—	**—**	—	**41**	8
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	**(37)**	(70)	**(3)**	(3)	**(7)**	(10)	**—**	—	**(47)**	(83)
Autres	**(11)**	(25)	**(18)**	(24)	**(10)**	3	**40**	57	**1**	11
Flux de trésorerie d'exploitation	**467**	875	**257**	401	**596**	240	**(26)**	(24)	**1 294**	1 492
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	**(2)**	1 542	**45**	137	**436**	317	**(330)**	(1 473)	**149**	523
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**465**	2 417	**302**	538	**1 032**	557	**(356)**	(1 497)	**1 443**	2 015

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^3e	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^3e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi^3e/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
ICE	Intercontinental 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, et d'autres informations fondées sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que nous avons formulées à la lumière des informations qui étaient à notre disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de notre expérience et de notre 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; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevances applicables et les lois fiscales; 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 et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les autres énoncés et les autres 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 », « s'efforce » et autres expressions analogues.

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

Les attentes de Suncor en ce qui concerne les volumes de production et le rendement et le coût de ses actifs, notamment en ce qui a trait à ce qui suit :

- *La mise en valeur du projet d'exploitation minière Fort Hills se fera selon des procédés conventionnels d'extraction à ciel ouvert utilisant des pelles mécaniques et des camions et une technologie d'extraction au solvant qui permettra à la mine de produire un produit bitumineux qui pourra être vendu directement sur le marché. La production de pétrole devrait commencer dès le quatrième trimestre de 2017 et atteindre, dans un délai de 12 mois, 90 % de la capacité de production brute prévue de 180 000 b/j. Les activités menées en 2016 devraient être axées sur l'achèvement de l'approvisionnement dans toutes les zones du projet, à l'exception de la zone d'extraction minière, et l'achèvement des travaux de construction portant sur l'usine de traitement du minerai, les zones d'extraction et les infrastructures. La quote-part revenant à Suncor du coût estimé du projet après son autorisation s'élève à 6,5 G$.*
- *Le projet d'exploitation du gisement Hebron, qui prévoit une structure gravitaire conçue pour soutenir une production pétrolière brute de 150 000 b/j (qui, en date du 1er janvier 2016, est passée de 34 200 bep/j nets à 31 600 bep/j nets pour Suncor). En 2016, les activités liées au projet devraient porter sur la*

construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface. Lors de l'autorisation, l'exploitant du projet a établi à environ 2,8 G$ (+/– 10 %) la quote-part revenant à Suncor du coût estimé du projet après son autorisation. Les premiers barils de pétrole provenant d'Hebron sont attendus à la fin de 2017.

- *L'incidence de l'acquisition de COS.*

La durée et les conséquences prévues des travaux de maintenance planifiés en ce qui a trait aux éléments suivants :

- *La Société prévoit mener des travaux de révision à l'usine de valorisation 2 à compter de la fin du premier trimestre de 2016.*
- *La Société compte mener des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines à Terra Nova au deuxième trimestre de 2016.*
- *La Société prévoit entreprendre, à la raffinerie de Commerce City, deux programmes de travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux semaines, dont l'un au premier trimestre et l'autre au deuxième trimestre de 2016. La raffinerie de Sarnia fera l'objet de travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines au deuxième trimestre de 2016, de travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines au troisième trimestre de 2016 et de travaux de maintenance planifiés d'une durée d'une semaine au quatrième trimestre de 2016. Quant à la raffinerie de Montréal, elle nécessitera des travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines au deuxième trimestre de 2016.*

Les prévisions de Suncor concernant les dépenses en immobilisations et les projets de croissance et ses autres projets, considérant ce qui suit :

- *Le projet de l'unité d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension sud de White Rose devraient venir accroître la production et prolonger la vie productive des champs existants.*
- *Les initiatives de la Société en matière d'excellence opérationnelle, qui visent à optimiser l'utilisation des installations et à accroître la productivité de la main-d'œuvre, en accordant une attention soutenue à la fiabilité des installations de valorisation et qui devraient déboucher sur une croissance stable de la production et une réduction des charges d'exploitation.*
- *En 2016, le secteur Sables pétrolifères prévoit accorder la priorité aux activités de maintenance planifiées, y compris des travaux de révision à l'usine de valorisation 2, le maintien de la production aux installations existantes, essentiellement liées aux nouvelles plateformes de puits pour les actifs* in situ *afin de compenser le déclin naturel de la production, ainsi que des activités de gestion des résidus. Les dépenses de croissance continueront de cibler les actifs de logistique et d'entreposage qui permettront à la Société d'avoir accès au marché pour le bitume provenant de Fort Hills.*
- *En 2016, les dépenses en immobilisations de maintien du secteur Coentreprises des sables pétrolifères pour Syncrude devraient porter essentiellement sur l'exécution de travaux de maintenance planifiés, l'aménagement des installations de gestion des résidus et le maintien de la capacité de production.*
- *Pour le secteur E&P, les dépenses de croissance pour 2016 demeureront axées sur le forage de développement à Hibernia, sur le projet de l'unité d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension sud de White Rose ainsi que sur la poursuite du forage de développement à Golden Eagle, dans la mer du Nord. Le secteur E&P comprend également des travaux de forage d'exploration dans le bassin Shelburne, de même que l'évaluation en cours des découvertes aux projets Beta et Butch, en Norvège.*
- *Les dépenses en immobilisations de maintien du secteur Raffinage et commercialisation seront axées sur les travaux de maintenance planifiés et les remplacements d'actifs périodiques.*

Autres éléments :

- *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 des dépenses en immobilisations, l'excellence opérationnelle et la croissance rentable à long terme, ainsi qu'en tablant sur ses atouts concurrentiels et en réalisant les coûts unitaires les plus bas de l'industrie.*
- *Les projets de Suncor, comme celui de Fort Hills et l'acquisition de COS, devraient procurer une rentabilité à long terme à la Société.*
- *L'apport des actifs de Poplar Creek devrait améliorer la fiabilité et la rentabilité de l'ensemble des activités de Suncor dans le secteur des sables pétrolifères.*
- *La prévision de Suncor selon laquelle elle réduira ses coûts et se concentrera sur l'amélioration de la productivité et de la fiabilité, ce qui devrait aider Suncor à tirer le maximum de ses activités.*
- *La Société a réduit de 750 M$ son budget alloué aux dépenses en immobilisations pour 2016 et a notamment reporté à plus tard les travaux de maintenance à Firebag, sans toutefois que cela n'ait de répercussions sur la sécurité, la fiabilité et la performance environnementale de la Société.*

- *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 importante, actuelle ou future, sur sa performance financière, sa situation financière, sa liquidité ou ses sources de financement.*
- *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 2016, qui sont de l'ordre de 6,0 G$ à 6,5 G$, les dépenses en immobilisations de maintien et l'accroissement des dividendes associé à l'acquisition de COS, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement au moyen des soldes de trésorerie et des placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'émission de papier commercial et de billets ou de débentures à long terme.*
- *Si d'autres capitaux sont nécessaires, la Société croit qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.*
- *Suncor croit qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait l'aider à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.*
- *La position de la Société au sujet de l'avis de nouvelle cotisation reçu de l'ARC (et par conséquent les avis reçus des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec) concernant le traitement fiscal de pertes qui ont été réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. La Société continue de croire qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale et prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. La Société a versé une sûreté d'environ 642 M$ à l'ARC et aux autorités provinciales, mais elle pourrait devoir remettre un montant de trésorerie au lieu d'une sûreté relativement aux avis de nouvelle cotisation.*

Les énoncés et les renseignements 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 de notre secteur Sables pétrolifères 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 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 production des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et les investissements de maintien; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos 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 charges d'exploitation soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et influencées par la volatilité du prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; 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 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 risques et les incertitudes liés à l'obtention des autorisations d'ordre réglementaire et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les*

modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Exploration et production sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes opérationnels inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque 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 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 et le risque que les activités de Suncor en Syrie continuent d'être perturbées par des sanctions ou des troubles politiques; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; 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 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; notre capacité d'exploiter de façon fiable nos installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter nos objectifs de production et de vente; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; 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; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de nos raffineries et de nos centres de distribution.

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 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 taxes et impôts ou les avis de nouvelle cotisation ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, notamment en ce qui concerne les avis de nouvelle cotisation que Suncor a reçus de l'ARC, de l'Ontario, de l'Alberta et du Québec relativement au règlement de certains contrats dérivés, dont le risque i) que Suncor ne puisse parvenir à faire valoir sa position fiscale initiale et doive par conséquent payer des impôts plus élevés ainsi que des intérêts et des pénalités, ou ii) que Suncor soit tenue de verser un montant de trésorerie relativement aux avis de nouvelle cotisation, en remplacement de la sûreté; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; 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; des interruptions aux infrastructures de tiers qui pourraient entraîner des arrêts de production; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, 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 systèmes informatiques de Suncor par suite d'attaques de pirates informatiques ou de cyberterroristes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de 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; 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; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers 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 et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; 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 et aux renseignements de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, notamment à la rubrique « Facteurs de risque », et dans la notice annuelle de 2015 datée du 25 février 2016 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans 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.

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, telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board, intégrées dans la Partie I du *Manuel de l'ICCA*. Ils comprennent certains montants fondés sur des estimations et des jugements.

De l'avis de la direction, les états financiers consolidés ont été préparés suivant les règles de l'art dans les limites raisonnables de l'importance relative et dans le cadre des principales méthodes comptables qui ont été adoptées par la direction. Dans le 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 inscrites, que les actifs sont protégés contre tout usage ou toute cession non autorisés et que les passifs sont constatés. 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 soutenu 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 24 février 2016

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 2015 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 2015. 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 2015 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 24 février 2016

RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT

Aux actionnaires de
Suncor Énergie Inc.

Nous avons effectué l'audit intégré des états financiers consolidés de Suncor Énergie Inc. pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014 et du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2015. Nos opinions, fondées sur nos audits, sont présentées ci-après.

Rapport sur les états financiers consolidés
Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Suncor Énergie Inc., qui comprennent les états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014, et les états consolidés du résultat global et des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie de chacun des exercices contenus dans la période de deux ans close le 31 décembre 2015, ainsi que les notes annexes constituées d'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés
La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité de l'auditeur
Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada et les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Les normes d'audit généralement reconnues du Canada requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir par sondage des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus au cours de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit sur les états financiers consolidés.

Opinion
À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Suncor Énergie Inc. aux 31 décembre 2015 et 2014, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices contenus dans la période de deux ans close le 31 décembre 2015, conformément aux Normes internationales d'information financière, telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board.

Rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière
Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne de Suncor Énergie Inc. à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2015 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.

Responsabilité de la direction pour le contrôle interne à l'égard de l'information financière
La direction est responsable 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.

Responsabilité de l'auditeur
Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne de Suncor Énergie Inc. à l'égard de l'information financière en nous fondant sur notre audit. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a été effectué conformément aux normes établies par le Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que l'auditeur planifie et réalise l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

L'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, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière, en fonction de l'évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre d'autres procédures jugées nécessaires dans les circonstances.

Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable pour l'expression de notre opinion d'audit sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

Définition 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 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 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.

Limites inhérentes
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.

Opinion
À notre avis, Suncor Énergie Inc. maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2015 selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le COSO.

Comptables professionnels agréés
Calgary (Alberta)

Le 24 février 2016

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Notes	2015	2014
Produits des activités ordinaires et autres produits			
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6	**29 208**	39 862
Autres produits	7	**472**	628
		29 680	40 490
Charges			
Achats de pétrole brut et de produits		**11 590**	17 528
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	8 et 25	**8 607**	9 541
Transport		**1 085**	985
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	9 et 16	**7 500**	6 140
Prospection		**478**	367
Profit à la cession d'actifs	35 et 36	**(110)**	(90)
Charges de financement	10	**2 557**	1 429
		31 707	35 900
Résultat avant impôt		**(2 027)**	4 590
Impôt sur le résultat	11		
Exigible		**892**	2 115
Différé		**(924)**	(224)
		(32)	1 891
Résultat net		**(1 995)**	2 699
Autres éléments du résultat global			
Éléments reclassés en résultat net :			
Profit réalisé sur les actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 $	35	**(85)**	—
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :			
Ajustement au titre des écarts de conversion		**846**	304
Profit latent sur les actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 $	35	**—**	85
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat :			
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 75 $		**212**	(144)
Autres éléments du résultat global		**973**	245
Résultat global		**(1 022)**	2 944
Résultat net par action ordinaire (en dollars)	12		
De base		**(1,38)**	1,84
Dilué		**(1,38)**	1,84
Dividendes en trésorerie		**1,14**	1,02

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en millions de dollars)	Notes	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actif			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents	13	**4 049**	5 495
Créances		**2 751**	4 275
Stocks	15	**3 090**	3 466
Impôt sur le résultat à recouvrer		**538**	680
Total de l'actif courant		**10 428**	13 916
Immobilisations corporelles, montant net	16, 32, 33 et 34	**61 151**	59 800
Prospection et évaluation	17	**1 681**	2 248
Autres actifs	18	**1 153**	598
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	19	**3 079**	3 083
Actifs d'impôt différé	11	**35**	26
Total de l'actif		**77 527**	79 671
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Dette à court terme	20	**747**	806
Tranche courante de la dette à long terme	20	**70**	34
Dettes et charges à payer		**5 306**	5 704
Tranche courante des provisions	23	**769**	752
Impôt à payer		**244**	1 058
Total du passif courant		**7 136**	8 354
Dette à long terme	20	**14 486**	12 489
Autres passifs non courants	21	**1 573**	1 787
Provisions	23	**5 339**	4 895
Passifs d'impôt différé	11	**9 954**	10 543
Capitaux propres		**39 039**	41 603
Total du passif et des capitaux propres		**77 527**	79 671

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

Approuvé au nom du conseil d'administration :

Steven W. Williams
Administrateur

Michael W. O'Brien
Administrateur

Le 24 février 2016

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Notes	2015	2014
Activités d'exploitation			
Résultat net		**(1 995)**	2 699
Ajustements au titre des éléments suivants :			
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur		**7 500**	6 140
Impôt sur le résultat différé		**(924)**	(224)
Charge de désactualisation		**197**	198
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		**1 967**	839
Variation de la juste valeur des contrats dérivés		**130**	(270)
Profit à la cession d'actifs		**(110)**	(90)
Rémunération fondée sur des actions		**18**	106
Prospection		**255**	104
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état		**(302)**	(364)
Autres		**70**	(80)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	14	**78**	(122)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		**6 884**	8 936
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations et frais de prospection		**(6 667)**	(6 961)
Acquisitions	32, 33 et 34	**(360)**	(121)
Produit de la cession d'actifs	35	**277**	224
Autres placements		**(18)**	(64)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	14	**(3)**	59
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		**(6 771)**	(6 863)
Activités de financement			
Variation nette de la dette		**(258)**	(81)
Remboursement sur la dette à long terme		**—**	(452)
Émissions de titres de créance à long terme		**—**	1 575
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions		**95**	247
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options	24	**(43)**	(1 671)
Dividendes versés sur les actions ordinaires		**(1 648)**	(1 490)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		**(1 854)**	(1 872)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et de ses équivalents		**(1 741)**	201
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents		**295**	92
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de l'exercice		**5 495**	5 202
Trésorerie et équivalents à la clôture de l'exercice		**4 049**	5 495
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Intérêts payés		**881**	752
Impôt sur le résultat payé		**1 424**	2 697

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	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2013		19 395	598	115	21 072	41 180	1 478 315
Résultat net		—	—	—	2 699	2 699	—
Ajustement au titre des écarts de conversion		—	—	304	—	304	—
Profit latent sur les actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 $		—	—	85	—	85	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 56 $		—	—	—	(144)	(144)	—
Résultat global		—	—	389	2 555	2 944	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions		323	(31)	—	—	292	7 831
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes		38	—	—	(38)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	24	(553)	—	—	(1 118)	(1 671)	(42 027)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	24	108	—	—	198	306	—
Rémunération fondée sur des actions		—	42	—	—	42	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		—	—	—	(1 490)	(1 490)	—
31 décembre 2014		19 311	609	504	21 179	41 603	1 444 119
Résultat net		—	—	—	**(1 995)**	**(1 995)**	—
Ajustement au titre des écarts de conversion		—	—	**846**	—	**846**	—
Profit réalisé sur les actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 $	35	—	—	**(85)**	—	**(85)**	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 75 $					**212**	**212**	—
Résultat global		—	—	**761**	**(1 783)**	**(1 022)**	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions		**125**	**(20)**	—	—	**105**	**3 124**
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes		**47**	—	—	**(47)**	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	24	**(17)**	—	—	**(26)**	**(43)**	**(1 230)**
Rémunération fondée sur des actions		—	**44**	—	—	**44**	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		—	—	—	**(1 648)**	**(1 648)**	—
31 décembre 2015		**19 466**	**633**	**1 265**	**17 675**	**39 039**	**1 446 013**

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

NOTES ANNEXES

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 »), telles qu'elles ont été 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 24 février 2016.

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 requiert le consentement unanime pour les décisions financières et celles liées à l'exploitation. Les partenariats sont classés soit comme une entreprise commune soit comme une coentreprise. Le classement est davantage fonction des droits et obligations contractuels de chacun des investisseurs que de la structure juridique du partenariat.

Lorsqu'une entité détient une participation directe dans des actifs détenus conjointement et dans des passifs assumés conjointement, 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.

Les participations dans des coentreprises sont comptabilisées 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 portés 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 (« récupération des coûts pétroliers ») et, d'autre part, participer aux bénéfices tirés de la production (« bénéfices pétroliers »). La récupération des coûts pétroliers est calculée selon une formule qui se limite normalement à un pourcentage donné de la production de chaque exercice. Les bénéfices pétroliers sont la part restante de la production après déduction de la récupération des coûts pétroliers, et ils sont partagés entre la Société et le gouvernement concerné. La récupération des coûts pétroliers et les bénéfices pétroliers de la Société sont constatés à titre de produit lorsque survient la vente d'un produit à un tiers. Les produits 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 directes et indirectes 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 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 inscrits 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.

h) 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 inscrits 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 inscrits 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 inscrit 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 inscrit 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 inscrits 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.

i) 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 font pas l'objet d'un amortissement 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
Usine de raffinage, d'éthanol et de lubrifiants	20 à 40 ans
Actifs de commercialisation et autres actifs de distribution	20 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 inscrits à l'actif, les réserves ou la durée de vie estimative.

j) 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.

k) 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 ».

l) 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 de financement », 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.

m) 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.

n) 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 de financement. 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, diminuée de la juste valeur des actifs du régime.

o) 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 qui 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.

p) 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 et ses créances dans les prêts et créances, les instruments financiers compris dans les autres actifs comme disponibles à la vente et les dettes et charges à payer, sa dette et ses autres passifs non courants dans les autres passifs financiers.

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, ainsi qu'à des fins de négociation. 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.

q) 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.

r) 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.

s) 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.

t) 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.

u) Obligations au titre des émissions

Les obligations au titre des émissions sont évaluées au coût moyen pondéré par unité des émissions qui devraient être produites au cours de la période de conformité. Les émissions sont traitées comme un coût de production et comptabilisées comme telles au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » de la période au cours de laquelle les émissions sont produites.

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 :

Ressources et 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 ressources et les réserves estimatives de pétrole et de gaz de la Société. L'estimation des ressources et des réserves est un processus intrinsèquement complexe qui repose sur l'exercice d'un jugement professionnel. Toutes les réserves et certaines ressources ont été évaluées en date du 31 décembre 2015 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les estimations des réserves et des ressources 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 2015, 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

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 comme TRO[MC] 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 et interprétations publiées mais qui ne sont pas encore en vigueur jusqu'à la date de publication 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 et interprétations, s'il y a lieu, au moment de leur entrée en vigueur.

Comptabilisation de l'acquisition de participations dans des entreprises communes

En mai 2014, l'IASB a publié des modifications d'IFRS 11, *Partenariats*, afin de préciser que l'acquéreur d'une participation dans une entreprise commune dont les activités constituent une entreprise est tenu d'appliquer tous les principes de la comptabilisation des regroupements d'entreprises établis par IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*. Cette interprétation s'applique de façon prospective aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016 et une application anticipée est autorisée. L'adoption de cette norme révisée pourrait avoir une incidence sur la Société dans l'éventualité d'une augmentation ou d'une diminution de sa participation dans une entreprise commune existante ou de l'investissement dans une nouvelle entreprise commune.

Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et son entreprise associée ou sa coentreprise

En septembre 2014, l'IASB a publié des modifications pour éliminer une incohérence entre les exigences d'IFRS 10, *États financiers consolidés*, et celles de la Norme comptable internationale (« IAS ») 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, en ce qui concerne la vente ou l'apport d'actifs entre un investisseur et son entreprise associée ou sa coentreprise. La modification précise qu'un profit ou une perte doit être comptabilisé intégralement lorsque la transaction porte sur une entreprise. Un profit ou une perte est partiellement comptabilisé lorsque la transaction porte sur des actifs qui ne constituent pas une entreprise. Ces modifications s'appliquent de façon prospective aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016 et une application anticipée est autorisée. L'adoption de cette modification pourrait avoir une incidence sur la Société dans l'éventualité où elle conclut des transactions avec des entreprises associées ou des coentreprises.

Initiative concernant les informations à fournir

En décembre 2014, l'IASB a publié des modifications d'IAS 1, *Présentation des états financiers*, en vue de préciser les exigences actuelles ayant trait à l'importance relative, à l'ordre des notes, aux totaux partiels, aux méthodes comptables et à la ventilation. Cette norme s'applique de façon rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016 et une application anticipée est autorisée. L'adoption de cette norme révisée ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les informations présentées par la Société.

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 de constatation des produits et établit un modèle unique en cinq étapes fondé sur des principes qui est applicable à tous les contrats conclus avec des clients. L'application rétrospective de cette norme s'applique aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018 et une application anticipée est autorisée. La Société évalue actuellement l'incidence de cette norme.

Instruments financiers : comptabilisation et évaluation

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. L'application rétrospective de cette norme, hormis certaines exemptions, s'applique aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018 et une application anticipée est autorisée. La Société évalue actuellement l'incidence de cette norme.

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, 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 le même, le donnant le choix du classement entre contrats de location-financement et contrats de location simple. IFRS 16 entrera en vigueur le 1er janvier 2019, l'application anticipée étant permise. La Société évalue actuellement quelle sera l'incidence de cette norme.

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 (50,8 %) et sa participation de 12 % dans la coentreprise 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 du fait qu'elles sont exercées dans la même zone géographique et le même environnement réglementaire.
- 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 au Royaume-Uni (R.-U.), en Norvège, en Libye et 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. En raison de l'agitation politique en Libye, la production de la Société a été en grande partie interrompue.
- 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 située dans l'Est canadien.

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	
	2015	2014	**2015**	2014	**2015**	2014	**2015**	2014	**2015**	2014
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	**7 174**	10 658	**2 524**	4 290	**19 783**	26 482	**108**	86	**29 589**	41 516
Produits intersectoriels	**2 158**	3 903	**88**	425	**43**	145	**(2 289)**	(4 473)	**—**	—
Moins les redevances	**(114)**	(982)	**(267)**	(672)	**—**	—	**—**	—	**(381)**	(1 654)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	**9 218**	13 579	**2 345**	4 043	**19 826**	26 627	**(2 181)**	(4 387)	**29 208**	39 862
Autres produits	**146**	115	**150**	217	**58**	151	**118**	145	**472**	628
	9 364	13 694	**2 495**	4 260	**19 884**	26 778	**(2 063)**	(4 242)	**29 680**	40 490
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	**319**	457	**3**	459	**13 588**	21 093	**(2 320)**	(4 481)	**11 590**	17 528
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	**5 220**	5 940	**502**	558	**2 182**	2 341	**703**	702	**8 607**	9 541
Transport	**645**	541	**98**	90	**387**	396	**(45)**	(42)	**1 085**	985
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**3 583**	4 035	**3 106**	1 349	**676**	635	**135**	121	**7 500**	6 140
Prospection	**120**	96	**358**	271	**—**	—	**—**	—	**478**	367
Perte (profit) à la cession d'actifs	**8**	3	**(5)**	(82)	**(109)**	(11)	**(4)**	—	**(110)**	(90)
Charges de financement	**150**	153	**82**	72	**(14)**	—	**2 339**	1 204	**2 557**	1 429
	10 045	11 225	**4 144**	2 717	**16 710**	24 454	**808**	(2 496)	**31 707**	35 900
Résultat avant impôt	**(681)**	2 469	**(1 649)**	1 543	**3 174**	2 324	**(2 871)**	(1 746)	**(2 027)**	4 590
Impôt sur le résultat										
Exigible	**3**	832	**344**	1 005	**929**	675	**(384)**	(397)	**892**	2 115
Différé	**172**	(139)	**(1 235)**	(115)	**(21)**	(43)	**160**	73	**(924)**	(224)
	175	693	**(891)**	890	**908**	632	**(224)**	(324)	**(32)**	1 891
Résultat net	**(856)**	1 776	**(758)**	653	**2 266**	1 692	**(2 647)**	(1 422)	**(1 995)**	2 699
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	**4 181**	3 826	**1 459**	1 819	**821**	1 021	**206**	295	**6 667**	6 961

Informations géographiques

Produits d'exploitation, déduction faite des redevances

(en millions de dollars)	2015	2014
Canada	**23 147**	31 894
États-Unis	**4 246**	5 651
Autres pays	**1 815**	2 317
	29 208	39 862

Actifs non courants [1)]

(en millions de dollars)	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Canada	**61 592**	59 409
États-Unis	**1 852**	1 495
Autres pays	**3 620**	4 825
	67 064	65 729

1) Exclut les actifs d'impôt différé.

7. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2015	2014
Activités de négociation de l'énergie		
Variation de la juste valeur des contrats	**28**	173
Profits (pertes) sur l'évaluation des stocks	**43**	(61)
Activités de gestion des risques [1)]	**93**	176
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance [2)]	**121**	21
Réévaluation des réserves [3)]	**—**	145
Produit financier et produit d'intérêts	**62**	90
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	**30**	34
Variation de la valeur des engagements relatifs au transport et autres	**95**	50
	472	628

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) Inclut le produit d'assurance contre les pertes d'exploitation enregistré au premier trimestre de 2015 visant les actifs de Terra Nova du secteur E&P.

3) Autres produits de 145 M$ (32 M$ après impôt) liés à la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole reçus relativement à la participation que détenait la Société dans des actifs norvégiens.

8. 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)	2015	2014
Services contractuels	**3 162**	3 842
Charge liée au personnel [1)]	**2 920**	2 891
Matériaux	**1 140**	1 093
Énergie	**756**	1 078
Location d'équipement et baux	**289**	299
Déplacements, marketing et autres	**340**	338
	8 607	9 541

(1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a engagé des coûts de 3,3 G$ au titre de la charge liée au personnel (3,4 G$ en 2014). De ce montant, une tranche de 2,9 G$ (2,9 G$ en 2014) a été inscrite à titre de charge liée au personnel au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » et une tranche de 0,4 G$ a été inscrite dans les immobilisations corporelles (0,5 G$ en 2014). La charge liée au personnel comprend les salaires, les avantages et la rémunération fondée sur des actions.

9. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Sables pétrolifères

En raison de la baisse des prix du pétrole brut, la Société a soumis ses UGT du secteur Sables pétrolifères à des tests de dépréciation au 31 décembre 2015. Les tests ont été réalisés selon une méthode fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie. 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 2015, en fonction des hypothèses relatives aux UGT du secteur Sables pétrolifères, lesquelles sont présentées à la note 19.

Projet minier Joslyn

En raison de la baisse des prix du pétrole brut et de l'incertitude entourant le calendrier des plans de mise en valeur, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 290 M$ (déduction faite de l'impôt de 106 M$) liée à ses actifs de prospection et d'évaluation. La valeur comptable résiduelle de la quote-part de la Société dans le projet minier Joslyn était nulle au 31 décembre 2015.

Au deuxième trimestre de 2014, par suite de son évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus et en raison de l'incertitude liée notamment au calendrier des plans de mise en valeur, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 718 M$ (déduction faite de l'impôt de 248 M$), montant qui a été porté en diminution des immobilisations corporelles (318 M$) et des actifs de prospection et d'évaluation (400 M$).

Autres

Au quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 96 M$ (déduction faite de l'impôt de 34 M$) dans le secteur Sables pétrolifères après avoir procédé à un examen de certains actifs, notamment en ce qui a trait aux coûts d'ingénierie liés à l'agrandissement *in situ*, qui ne cadrent plus avec les stratégies de croissance de Suncor et que Suncor ne prévoit pas réaffecter ou utiliser d'une autre manière.

Par suite d'une revue de certains actifs qui ne cadrent plus avec les stratégies de croissance de Suncor et qui ne peuvent être réaffectés ni utilisés autrement, la Société a comptabilisé, au deuxième trimestre de 2014, une perte de valeur de 223 M$ (déduction faite de l'impôt de 77 M$) dans le secteur Sables pétrolifères. Les actifs visés comprennent notamment un pipeline et son compresseur et des composants servant à la génération de vapeur.

Exploration et production

Libye

Au cours du quatrième trimestre de 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, des dommages causés aux

installations constatés au cours du quatrième trimestre, et de l'incertitude accrue quant à savoir si les activités de la Société dans ce pays reprendront leur cours normal, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 415 M$ (déduction faite de l'impôt de néant) relativement au montant net résiduel de ses immobilisations corporelles en Libye (306 M$), de ses actifs de prospection et d'évaluation (76 M$) et de ses stocks (33 M$).

Au deuxième trimestre de 2014, en raison de l'agitation politique continue et des interruptions dans la production, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 297 M$ (déduction faite de l'impôt de néant) à l'égard de ses actifs en Libye. Ce montant a été porté en diminution des immobilisations corporelles (129 M$) et des actifs de prospection et d'évaluation (168 M$).

Autres

En raison de la baisse des prix du pétrole brut, la Société a soumis ses UGT du secteur Prospection et évaluation à des tests de dépréciation au 31 décembre 2015. Les tests ont été effectués au moyen d'une approche fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie. 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 2015 et selon les hypothèses suivantes (pour les données d'entrée de niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs : se reporter à la note 26) :

- prix prévu du Brent de 46,60 $ US/b en 2016, de 56,20 $ US/b en 2017 et de 63,80 $ US/b en 2018 (tous en dollars courants), augmentant de 2 % par année par la suite et ajusté pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement de l'actif et des écarts de qualité;
- taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 9,0 % des flux de trésorerie après impôt.

Par suite des tests de dépréciation, la Société a comptabilisé des pertes de valeur de 359 M$ (déduction faite de l'impôt de 128 M$) sur sa quote-part des actifs de White Rose, de 331 M$ (déduction faite de l'impôt de 335 M$) sur sa quote-part des actifs de Golden Eagle et de 54 M$ (déduction faite de l'impôt de 19 M$) sur sa quote-part des actifs de Terra Nova. Au 31 décembre 2015, la valeur comptable résiduelle des actifs de White Rose, de Golden Eagle et de Terra Nova s'établissait respectivement à 520 M$, 1,0 G$ et 910 M$.

Les estimations de la valeur recouvrable de ces actifs sont sensibles aux taux d'actualisation et aux prix. Une hausse de 1 % du taux d'actualisation aurait fait augmenter les pertes de valeur après impôt de 20 M$ relativement à la quote-part de la Société dans les actifs de White Rose, de 15 M$ relativement à sa quote-part des actifs de Golden Eagle et de 35 M$ en ce qui concerne les actifs de Terra Nova. Une baisse de 5 % se serait traduite par une augmentation des pertes de valeur après impôt de 65 M$ en ce qui concerne la quote-part de la Société des actifs de White Rose, de 45 M$ en ce qui concerne sa quote-part des actifs de Golden Eagle et de 85 M$ en ce qui concerne sa quote-part des actifs de Terra Nova.

Au quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 54 M$ (déduction faite de l'impôt de 19 M$) de certains actifs de prospection et d'évaluation liés au puits de Ballicatters du secteur Exploration et production en raison de l'incertitude entourant leur mise en valeur future.

10. CHARGES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2015	2014
Intérêts sur la dette et contrats de location-financement	**870**	739
Intérêts inscrits à l'actif, au taux de 5,8 % (6,2 % en 2014)	**(447)**	(431)
Charge d'intérêts	**423**	308
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	**52**	55
Charge de désactualisation	**197**	198
Perte de change sur la dette libellée en dollars américains	**1 967**	839
Écarts de change et autres	**(82)**	29
	2 557	1 429

11. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Charge (produit) d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2015	2014
Impôt exigible :		
Exercice écoulé	**913**	2 017
Ajustements de l'impôt exigible d'exercices précédents	**(21)**	98
Impôt différé :		
Naissance de différences temporaires	**(998)**	(143)
Ajustements relatifs à l'impôt différé d'exercices précédents	**57**	(52)
Modifications des taux d'impôt et des lois fiscales	**17**	(29)
	(32)	1 891

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 des différences est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars)	2015	2014
Résultat avant impôt	**(2 027)**	4 590
Taux d'imposition prévu par la loi canadienne	**26,34 %**	25,66 %
Impôt prévu par la loi	**(534)**	1 178
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :		
Partie non imposable des pertes en capital	**236**	98
Rémunération fondée sur des actions et autres éléments permanents	**(3)**	27
Cotisations et ajustements	**36**	46
Incidence des modifications des taux d'impôt et des lois fiscales	**17**	(29)
Écart du taux d'impôt étranger	**(142)**	483
Pertes de valeur non imposables	**109**	76
Pertes fiscales pour lesquelles aucun actif d'impôt différé n'a été comptabilisé	**240**	—
Autres	**9**	12
	(32)	1 891

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)	**2015**	2014	**31 déc. 2015**	31 déc. 2014
Immobilisations corporelles	**(466)**	(98)	**11 983**	12 349
Provision pour démantèlement et remise en état	**(66)**	107	**(1 373)**	(1 207)
Régimes de retraite du personnel	**(35)**	34	**(523)**	(563)
Pertes fiscales reportées en avant	**(58)**	(10)	**(99)**	(41)
Report lié aux entreprises associées	**(56)**	(58)	**78**	134
Écarts de change et autres	**(243)**	(199)	**(147)**	(155)
	(924)	(224)	**9 919**	10 517

1) L'analyse du passif et de l'actif d'impôt différé s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	**31 déc. 2015**	31 déc. 2014
Passif d'impôt différé censé se résorber dans les 12 mois	**395**	333
Actif d'impôt différé censé se résorber dans les 12 mois	**(18)**	—
Passif d'impôt différé censé se résorber après 12 mois	**9 559**	10 210
Actif d'impôt différé censé se résorber après 12 mois	**(17)**	(26)
Passif d'impôt différé, montant net	**9 919**	10 517

Variations des soldes d'impôt différé

(en millions de dollars)	**2015**	2014
Solde au début de l'exercice	**10 517**	10 719
Inscrit à la charge d'impôt différé	**(924)**	(224)
Inscrit aux autres éléments du résultat global	**75**	(43)
Écart de conversion, sorties et autres éléments	**251**	65
Solde à la clôture de l'exercice	**9 919**	10 517

Soldes d'impôt différé inclus dans les autres éléments du résultat global

	Périodes de douze mois closes les 31 décembre	
(en millions de dollars)	**2015**	2014
Perte latente (profit latent) sur les actifs disponibles à la vente	**13**	(13)
(Gain actuariel) perte actuarielle des régimes de retraite du personnel	**(75)**	56
	(62)	43

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 240 M$ (néant en 2014) pour des pertes en capital de 1,8 G$ (néant en 2014) 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 2015 à l'égard de différences temporaires d'environ 11,1 G$ (11,3 G$ en 2014) 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 l'échéance de renversement de ces différences temporaires. 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 deuxième trimestre de 2015, le gouvernement de l'Alberta a adopté une hausse du taux d'impôt des sociétés, qui est passé de 10 % à 12 % au 1er juillet 2015. La Société a, par conséquent, réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une charge d'impôt différé de 423 M$.

Au premier trimestre de 2015, 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 62 % à 50 % 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 un produit d'impôt différé de 406 M$.

Mise à jour concernant l'Agence du revenu du Canada

Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (« ARC ») mentionné précédemment, la Société a reçu un avis de nouvelle cotisation au cours du deuxième trimestre de 2014 concernant le traitement fiscal de pertes qui ont été réalisées en 2007 relativement au règlement de certains contrats dérivés. Le montant total de la nouvelle cotisation, y compris l'impôt, les pénalités et les intérêts, s'établit à environ 920 M$. La Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et continue de croire fermement qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale et prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. Outre les éléments dont il est fait mention ci-dessus, la Société :

- a reçu des avis de nouvelle cotisation émis par les autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec s'élevant respectivement à environ 124 M$, 100 M$ et 42 M$;
- a versé une sûreté d'environ 642 M$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario;
- a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec;
- a déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en novembre 2014 et est actuellement en appel devant celle-ci.

Si la Société ne parvient pas à faire valoir sa position fiscale, cela pourrait avoir une incidence de 1,2 G$ sur son résultat et sa trésorerie.

12. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	2015	2014
Résultat net[1)]	**(1 995)**	2 699
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	**1 446**	1 462
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	**1 447**	1 465
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base par action	**(1,38)**	1,84
Résultat dilué par action	**(1,38)**	1,84

1) Les options de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes dont les paiements sont 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. Il a été déterminé que l'effet de la comptabilisation de ces attributions à titre de paiements réglés en actions était antidilutif pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

13. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS

(en millions de dollars)	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Trésorerie	**846**	659
Équivalents de trésorerie	**3 203**	4 836
	4 049	5 495

14. 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)	2015	2014
Créances	**1 377**	1 108
Stocks	**458**	444
Dettes et charges à payer	**(327)**	(784)
Tranche courante des provisions	**(18)**	(240)
Impôt à payer (montant net)	**(1 415)**	(591)
	75	(63)
Attribuable aux :		
Activités d'exploitation	**78**	(122)
Activités d'investissement	**(3)**	59
	75	(63)

15. STOCKS

(en millions de dollars)	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Pétrole brut	**1 073**	1 081
Produits raffinés	**1 184**	1 474
Matières, fournitures et marchandises	**581**	623
Stocks de marchandises liés à la négociation de l'énergie	**252**	288
	3 090	3 466

En 2015, des stocks de produits de 11,9 G$ (18,0 G$ en 2014) ont été passés en charges. Des réductions de valeur de 40 M$ des stocks de pétrole brut, de 19 M$ des stocks de produits raffinés et de 18 M$ des matières, fournitures et marchandises ont été inscrites en 2015 (réduction de valeur des stocks de produits raffinés de 11 M$ en 2014). 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.

16. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions de dollars)	Biens pétroliers et gaziers	Immobilisations corporelles	Total
Coût			
31 décembre 2013	25 523	54 026	79 549
Ajouts	2 626	4 015	6 641
Acquisitions (note 34)	—	161	161
Variation de l'obligation relative au démantèlement et à la remise en état	1 027	38	1 065
Sorties et montants décomptabilisés	(253)	(2 882)	(3 135)
Ajustements liés au taux de change	312	229	541
31 décembre 2014	29 235	55 587	84 822
Ajouts	**1 783**	**4 646**	**6 429**
Acquisitions (note 33)	—	**888**	**888**
Variation de l'obligation relative au démantèlement et à la remise en état	**381**	**15**	**396**
Sorties et montants décomptabilisés	**(3)**	**(618)**	**(621)**
Ajustements liés au taux de change	**1 239**	**559**	**1 798**
31 décembre 2015	**32 635**	**61 077**	**93 712**
Provision			
31 décembre 2013	(7 896)	(14 383)	(22 279)
Amortissements et déplétion	(1 847)	(2 708)	(4 555)
Perte de valeur (note 9)	(129)	(428)	(557)
Sorties et montants décomptabilisés	136	2 560	2 696
Ajustements liés au taux de change	(201)	(126)	(327)
31 décembre 2014	(9 937)	(15 085)	(25 022)
Amortissements et déplétion	**(2 280)**	**(2 779)**	**(5 059)**
Perte de valeur (note 9)	**(1 596)**	**(131)**	**(1 727)**
Sorties et montants décomptabilisés	—	**200**	**200**
Ajustements liés au taux de change	**(629)**	**(324)**	**(953)**
31 décembre 2015	**(14 442)**	**(18 119)**	**(32 561)**
Immobilisations corporelles, montant net			
31 décembre 2014	19 298	40 502	59 800
31 décembre 2015	**18 193**	**42 958**	**61 151**

(en millions de dollars)	31 déc. 2015 Coût	Provision	Valeur comptable nette	31 déc. 2014 Coût	Provision	Valeur comptable nette
Sables pétrolifères	**58 958**	**(15 991)**	**42 967**	54 011	(13 032)	40 979
Exploration et production	**20 469**	**(11 810)**	**8 659**	17 667	(8 021)	9 646
Raffinage et commercialisation	**12 657**	**(3 965)**	**8 692**	11 545	(3 279)	8 266
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**1 628**	**(795)**	**833**	1 599	(690)	909
	93 712	**(32 561)**	**61 151**	84 822	(25 022)	59 800

Au 31 décembre 2015, le solde des actifs en construction qui ne sont pas amortis s'élevait à 12,8 G$ (12,3 G$ au 31 décembre 2014).

Au 31 décembre 2015, les immobilisations corporelles comprenaient des contrats de location-financement d'une valeur comptable de 1,2 G$ (949 M$ au 31 décembre 2014).

17. ACTIFS DE PROSPECTION ET D'ÉVALUATION

(en millions de dollars)	2015	2014
Solde au début de l'exercice	**2 248**	2 772
Ajouts	**240**	292
Coûts des forages improductifs	**(255)**	(104)
Perte de valeur (note 9)	**(556)**	(706)
Amortissement	**(7)**	(7)
Ajustements liés au taux de change	**11**	1
Solde à la clôture de l'exercice	**1 681**	2 248

18. AUTRES ACTIFS

(en millions de dollars)	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Participations (note 35)	**211**	447
Frais payés d'avance et autres	**942**	151
	1 153	598

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

19. GOODWILL ET AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Sables pétrolifères	Raffinage et commercialisation			
(en millions de dollars)	Goodwill	Goodwill	Marque	Listes de clients	Total
31 décembre 2013	2 752	148	166	26	3 092
Amortissement	—	—	—	(9)	(9)
31 décembre 2014	2 752	148	166	17	3 083
Amortissement	—	—	—	**(4)**	**(4)**
31 décembre 2015	**2 752**	**148**	**166**	**13**	**3 079**

La Société a soumis à un test de dépréciation ses UGT du secteur Sables pétrolifères au 31 décembre 2015. 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 % (9 % en 2014). La Société a fondé ses projections de flux de trésorerie sur un prix moyen du West Texas Intermediate (WTI) de 44,67 $ US le baril pour 2016, de 55,20 $ US le baril pour 2017, de 63,47 US le baril en 2018, le prix augmentant ensuite à un rythme moyen de 7 % par année de 2019 à 2021 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 15 % (entre 10 % et 15 % en 2014). À la suite de cette analyse, aucune dépréciation n'a été constatée relativement au secteur ni au goodwill qui y a été attribué.

20. 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. 2015	31 déc. 2014
Papier commercial [1)]	**747**	806

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 2,5 G$ et dont l'échéance est d'au plus 365 jours. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt moyen pondéré s'établissait à 0,5 % (0,3 % au 31 décembre 2014).

Dette à long terme

(en millions de dollars)	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Emprunts à échéance fixe, remboursables au gré de la Société		
Billets à 6,85 %, échéant en 2039 (750 $ US)	**1 038**	870
Billets à 6,80 %, échéant en 2038 (900 $ US)	**1 277**	1 071
Billets à 6,50 %, échéant en 2038 (1 150 $ US)	**1 592**	1 334
Billets à 5,95 %, échéant en 2035 (600 $ US)	**780**	652
Billets à 5,95 %, échéant en 2034 (500 $ US)	**692**	580
Billets à 5,35 %, échéant en 2033 (300 $ US)	**368**	306
Billets à 7,15 %, échéant en 2032 (500 $ US)	**692**	580
Billets à 3,60 %, échéant en 2024 (750 $ US) [2)]	**1 038**	864
Billets à moyen terme de série 5 à 3,10 %, échéant en 2021 [3)]	**750**	747
Billets à 6,10 %, échéant en 2018 (1 250 $ US)	**1 730**	1 450
Billets à 6,05 %, échéant en 2018 (600 $ US)	**836**	703
Débentures à 7,00 %, échéant en 2028 (250 $ US)	**355**	298
Débentures à 7,875 %, échéant en 2026 (275 $ US)	**412**	348
Débentures à 9,25 %, échéant en 2021 (300 $ US)	**472**	404
Billets à moyen terme de série 4 à 5,39 %, échéant en 2037	**600**	600
Billets à moyen terme de série 4 à 5,80 %, échéant en 2018	**700**	700
Total de la dette à long terme non garantie	**13 332**	11 507
Dette à long terme garantie	**13**	13
Contrats de location-financement [4)]	**1 268**	1 054
Frais de financement différés	**(57)**	(51)
	14 556	12 523
Tranche courante de la dette à long terme		
Contrats de location-financement	**(57)**	(21)
Dette à long terme garantie	**(13)**	(13)
	(70)	(34)
Total de la dette à long terme	**14 486**	12 489

2) En novembre 2014, la Société a émis pour 750 M$ US de billets non garantis de premier rang échéant le 1er décembre 2024 aux termes d'un prospectus préalable de base de 2 G$ US. Ces billets portent intérêt au taux de 3,60 % et leur prix a été fixé à 99,235 $ le billet pour un taux effectif de 3,692 %. Les intérêts sont versés chaque semestre.

3) En novembre 2014, la Société a émis pour 750 M$ de billets à moyen terme de série 5 non garantis de premier rang échéant le 26 novembre 2021 aux termes d'un prospectus préalable de base de 2 G$ au Canada. Ces billets portent intérêt au taux de 3,10 % et leur prix a été fixé à 99,663 $ le billet pour un taux effectif de 3,154 %. Les intérêts sont versés chaque semestre.

4) Les taux d'intérêt s'échelonnent de 4,6 % à 16,9 % et les dates d'échéance s'échelonnent de 2017 à 2038.

Paiements prévus au titre du remboursement de la dette

Les remboursements de capital prévus 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
2016	817
2017	58
2018	3 322
2019	28
2020	31
Par la suite	11 063
	15 319

Facilités de crédit

Le tableau qui suit présente les facilités de crédit disponibles et inutilisées :

(en millions de dollars)	2015
Entièrement renouvelable pour une durée d'un an après la date d'échéance (avril 2016)	**2 000**
Entièrement renouvelable, échéant en 2017	**1 600**
Entièrement renouvelable pour une durée de quatre ans, échéant en avril 2019	**5 768**
Résiliables en tout temps au gré des prêteurs	**165**
Total des facilités de crédit	**9 533**
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	**(748)**
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie [1)]	**(1 569)**
Total des facilités de crédit inutilisées [2)]	**7 216**

1) Afin de réduire ses coûts, la Société a soutenu certaines facilités de crédit au moyen d'une garantie en trésorerie s'élevant à 1 348 M$ au 31 décembre 2015 (1 525 M$ au 31 décembre 2014).

2) Les facilités de crédit disponibles pour les besoins généraux de la Société s'établissent à 7 034 M$ au 31 décembre 2015 (4 136 M$ au 31 décembre 2014).

21. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

(en millions de dollars)	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 22)	**1 026**	1 222
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 25)	**309**	341
Produits différés	**60**	66
Prime à la signature des contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP ») en Libye [1)]	**87**	73
Autres	**91**	85
	1 573	1 787

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 90 M$ au 31 décembre 2015 (79 M$ au 31 décembre 2014). La tranche échéant dans moins d'un an, soit 3 M$ (6 M$ au 31 décembre 2014), est constatée dans les dettes et charges à payer.

22. 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 supplémentaires 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 2013 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 2015	Prestations de retraite 2014	Avantages complémentaires de retraite 2015	Avantages complémentaires de retraite 2014
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations au début de l'exercice	**4 542**	3 891	**498**	489
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	**167**	136	**11**	11
Coûts des services passés et ajustements	**—**	(15)	**—**	—
Cotisations salariales	**14**	15	**—**	—
Prestations versées	**(214)**	(190)	**(19)**	(17)
Coût financier	**183**	190	**19**	23
Incidence des taux de change	**43**	4	**4**	2
Règlements	**2**	1	**—**	—
Réévaluation actuarielle :				
Ajustements des passifs des régimes liés à l'expérience	**(20)**	16	**(4)**	10
Écarts actuariels découlant des variations des hypothèses démographiques	**—**	17	**(5)**	(13)
Écarts actuariels découlant des variations des hypothèses financières	**(106)**	477	**(2)**	(7)
Obligation au titre des prestations à la clôture de l'exercice	**4 611**	4 542	**502**	498
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	**3 755**	3 293	**—**	—
Cotisations patronales	**112**	178	**—**	—
Cotisations salariales	**14**	15	**—**	—
Prestations versées	**(195)**	(177)	**—**	—
Incidence des taux de change	**54**	10	**—**	—
Règlements	**2**	1	**—**	—
Frais d'administration	**(2)**	(2)	**—**	—
Revenu sur les actifs des régimes	**150**	158	**—**	—
Réévaluation actuarielle				
Rendement sur les actifs des régimes supérieur au taux d'actualisation	**150**	299	**—**	—
Juste valeur des actifs des régimes à la clôture de l'exercice	**4 040**	3 775	**—**	—
Obligation non capitalisée, montant net	**571**	767	**502**	498

Au 31 décembre 2015, 85 % du montant net total de l'obligation non capitalisée sont liés à l'obligation au titre des prestations de retraite canadiennes et des avantages complémentaires de retraite au Canada (compte non tenu de Syncrude) (85 % au 31 décembre 2014). 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 14,9 ans (14,1 ans en 2014).

Le montant net de l'obligation non capitalisée de 47 M$ est comptabilisé aux postes « Dettes et charges à payer » et « Autres passifs non courants » aux états consolidés de la situation financière (note 21).

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2015**	2014	**2015**	2014
Analyse du montant passé en résultat :				
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	**167**	136	**11**	11
Coût financier	**33**	32	**19**	23
Charge au titre des régimes à prestations définies	**200**	168	**30**	34
Charge au titre des régimes à cotisations définies	**71**	69	**—**	—
Charge totale au titre des régimes de prestations passée en résultat	**271**	237	**30**	34

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)	**2015**	2014	**2015**	2014
Rendement prévu des actifs des régimes (exception faite des montants inclus dans la charge d'intérêts nette)	**(150)**	(299)	**—**	—
Ajustements des passifs des régimes liés à l'expérience	**(20)**	16	**(4)**	9
Écarts actuariels découlant des variations des hypothèses financières	**(106)**	477	**(2)**	(7)
Écarts actuariels découlant des variations des hypothèses démographiques	**—**	17	**(5)**	(13)
Écarts actuariels comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	**(276)**	211	**(11)**	(11)

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. 2015**	31 déc. 2014	**31 déc. 2015**	31 déc. 2014
Taux d'actualisation	**4,00**	3,95	**3,90**	3,90
Taux de croissance de la rémunération	**2,90**	3,45	**3,20**	3,35

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 2015 que le coût pour les soins de santé couverts augmenterait annuellement de 7 % par personne (7 % en 2014). Ce taux de croissance demeurera stable en 2016 et diminuera de 0,5 % par an pour s'établir à 5,0 % d'ici 2020 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	(20)	20
Incidence sur les obligations au titre des prestations	(558)	712

	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	(58)	72
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	27	(22)

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 actions ne doit en aucun temps dépasser 65 %. 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)	2015	2014
Titres de capitaux propres, composés de :		
– Actions canadiennes	**17**	18
– Actions américaines	**24**	24
– Actions étrangères	**19**	18
	60	60
Titres à revenu fixe, composés de :		
— Titres canadiens	**40**	40
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.

Au cours de l'exercice, la Société a versé des cotisations en trésorerie de 112 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 138 M$ dans ses régimes de retraite à prestations définies en 2016.

23. PROVISIONS

(en millions de dollars)	Démantèlement et remise en état[1)]	Redevances[2)]	Autres[3)]	Total
31 décembre 2013	4 238	524	314	5 076
Passifs engagés	256	23	52	331
Modification du taux d'actualisation	409	—	—	409
Modification des estimations	376	(90)	(41)	245
Passifs réglés	(364)	(185)	(55)	(604)
Désactualisation	186	—	3	189
Cession d'actifs	(39)	—	—	(39)
Incidence des taux de change	39	—	1	40
31 décembre 2014	5 101	272	274	5 647
Moins la tranche courante	(369)	(272)	(111)	(752)
	4 732	—	163	4 895
31 décembre 2014	5 101	272	274	5 647
Passifs engagés	**290**	**5**	**60**	**355**
Modification du taux d'actualisation	**(347)**	**—**	**—**	**(347)**
Modification des estimations	**426**	**49**	**5**	**480**
Passifs réglés	**(302)**	**(3)**	**(63)**	**(368)**
Désactualisation	**199**	**—**	**2**	**201**
Cession d'actifs	**11**	**—**	**—**	**11**
Incidence des taux de change	**127**	**—**	**2**	**129**
31 décembre 2015	**5 505**	**323**	**280**	**6 108**
Moins la tranche courante	**(376)**	**(323)**	**(70)**	**(769)**
	5 129	**—**	**210**	**5 339**

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 2015 totalisaient environ 9,9 G$ (8,9 G$ au 31 décembre 2014). Un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit moyen pondéré de 4,37 % a été utilisé pour actualiser la provision constatée au 31 décembre 2015 (3,93 % au 31 décembre 2014). Le taux 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) En 2014, après avoir conclu un accord avec le gouvernement de l'Alberta, la Société a réglé une provision au titre de plusieurs questions non résolues liées aux ententes de modification des redevances conclues en 2008.

3) 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	2015	2014
Augmentation de 1 %	**(648)**	(665)
Diminution de 1 %	**864**	909

24. 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.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

La Société peut racheter des actions dans le cadre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat »), par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (« TSX »), de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat en vigueur, la Société est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 500 M$ à partir du 5 août 2015 et jusqu'au 4 août 2016.

Le tableau suivant présente les rachats d'actions au cours de la période :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	**1 230**	42 027
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	**17**	553
Résultats non distribués	**26**	1 118
Coût des rachats d'actions	**43**	1 671
Prix de rachat moyen par action	**34,93**	39,76

25. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

A) Régimes dont les paiements sont réglés en actions

Les options sur actions qui 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, sont comptabilisées comme réglées en actions.

i) Régime d'options sur actions

Ce régime succède aux régimes 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 les droits qui s'y rattachent 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 :

	2015	2014
Dividende annuel par action	**1,14 $**	1,02 $
Taux d'intérêt sans risque	**0,65 %**	1,51 %
Durée prévue	**5 ans**	5 ans
Volatilité prévue	**28 %**	28 %
Juste valeur moyenne pondérée par option	**6,68 $**	7,08 $

La durée prévue est fondée sur les antécédents et les prévisions actuelles. La volatilité prévue tient compte de l'hypothèse selon laquelle la volatilité historique sur une période similaire à la durée des options est représentative des tendances futures.

ii) Régimes abolis

Les régimes suivants étaient en place avant le 1er août 2009 : régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants et régime d'options sur actions à l'intention 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 peut atteindre 4 ans.

B) Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie

i) Régimes d'options sur actions dont les paiements sont réglés en trésorerie

Les options sur actions que le porteur peut exercer en échange de trésorerie ou d'actions ordinaires sont comptabilisées comme réglées en trésorerie.

a) Options sur actions de Suncor Énergie Inc. comportant une composante de droits à la plus-value

Des options ont été attribuées aux termes du régime entre le 1er août 2009 et le 31 juillet 2010. Chaque option comportait une composante de droits à la plus-value. Les options attribuées 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.

b) Options sur actions de l'ancienne société Petro-Canada comprenant une méthode de versement en trésorerie

Ce régime a été aboli le 1er août 2009. Les options étaient attribuées aux dirigeants et aux salariés clés, 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 les droits qui s'y rattachent sont acquis sur des périodes d'au plus quatre ans.

Les variations du nombre total d'options sur actions en cours se présentent comme suit :

	2015		2014	
	Nombre (en milliers)	**Prix d'exercice moyen pondéré ($)**	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré ($)
Options en cours au début de l'exercice	**27 464**	**36,97**	34 997	37,54
Options attribuées	**7 132**	**38,86**	5 935	36,29
Options exercées contre paiement en trésorerie	**(28)**	**34,60**	(157)	34,70
Options exercées contre des actions ordinaires	**(3 123)**	**30,21**	(7 831)	31,48
Options frappées d'extinction/échues	**(2 355)**	**42,94**	(5 480)	47,81
Options en cours à la clôture de l'exercice	**29 090**	**36,97**	27 464	36,97
Options pouvant être exercées à la clôture de l'exercice	**17 527**	**37,95**	18 084	37,95

Comme des options sont exercées régulièrement tout au long de l'exercice, le cours moyen pondéré de l'action pour l'exercice, soit 36,49 $ (40,13 $ en 2014), 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 2015 sont présentées ci-après :

	Options en cours	
Prix d'exercice ($)	Nombre (en milliers)	Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)
19,44 à 29,99	593	2
30,00 à 39,99	20 891	3
40,00 à 49,99	7 335	2
50,00 à 59,99	171	1
60,00 à 69,97	100	2
Total	29 090	3

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)	**2015**	2014
	18 626	24 484

ii) Régimes d'unités d'actions

Les régimes d'unités d'actions de la Société sont comptabilisés comme des régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie.

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.

Les unités d'actions restreintes (« UAR ») reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement au comptant correspondant au cours de l'action de la Société au moment de l'acquisition des droits. Les UAR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

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. Les variations du nombre d'unités d'actions en cours se présentent comme suit :

(en milliers)	UAFR	UAR	UAD
Unités en cours au 31 décembre 2013	3 641	17 046	1 038
Unités attribuées	842	7 024	214
Unités rachetées contre trésorerie	(1 066)	(3 798)	(207)
Unités frappées d'extinction/échues	(821)	(672)	—
Unités en cours au 31 décembre 2014	2 596	19 600	1 045
Unités attribuées	**1 185**	**6 743**	**181**
Unités rachetées contre trésorerie	**(1 316)**	**(6 240)**	**(154)**
Unités frappées d'extinction/échues	—	**(999)**	—
Unités en cours au 31 décembre 2015	**2 465**	**19 104**	**1 072**

iii) 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.

Les variations du nombre de DPV en cours se présentent comme suit :

	2015		2014	
	Nombre (en milliers)	**Prix d'exercice moyen pondéré ($)**	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré ($)
DPV en cours au début de l'exercice	**2 563**	**27,05**	5 805	29,75
DPV attribués	**121**	**38,90**	99	36,05
DPV exercés	**(1 690)**	**27,22**	(3 248)	31,88
DPV frappés d'extinction/échus	**(37)**	**33,72**	(93)	36,70
DPV en cours à la clôture de l'exercice	**957**	**27,98**	2 563	27,05
DPV pouvant être exercés à la clôture de l'exercice	**759**	**25,52**	2 409	26,54

Charge de rémunération fondée sur des actions

Le tableau ci-dessous résume la charge de la rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » :

(en millions de dollars)	2015	2014
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	**44**	42
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	**254**	266
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	**298**	308

Passif comptabilisé au titre de la rémunération fondée sur des actions

Le tableau suivant présente la juste valeur de la rémunération fondée sur des actions comptabilisée dans les dettes et charges à payer et les autres passifs non courants pour l'ensemble des régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie.

(en millions de dollars)	2015	2014
Passif courant	**322**	327
Passif non courant (note 21)	**309**	341
Passif total	**631**	668

Au 31 décembre 2015, la valeur intrinsèque des droits acquis s'établissait à 356 M$ (349 M$ au 31 décembre 2014).

26. 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 2015, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 13,3 G$ (11,5 G$ au 31 décembre 2014) et la juste valeur, à 14,5 G$ (13,5 G$ au

31 décembre 2014). 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.

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 2013	(138)	(1)	(139)
Juste valeur des contrats réalisés comptabilisés en résultat au cours de l'exercice	(15)	(65)	(80)
Variation de la juste valeur au cours de l'exercice (note 7)	173	176	349
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2014	20	110	130
Juste valeur des contrats réalisés comptabilisés en résultat au cours de l'exercice	**(66)**	**(183)**	**(249)**
Variation de la juste valeur au cours de l'exercice (note 7)	**28**	**93**	**121**
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2015	**(18)**	**20**	**2**

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 2015, 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 2015 et 2014, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	154	57	—	211
Dettes	(5)	(76)	—	(81)
Solde au 31 décembre 2014	149	(19)	—	130
Créances	**14**	**76**	**—**	**90**
Dettes	**(20)**	**(68)**	**—**	**(88)**
Solde au 31 décembre 2015	**(6)**	**8**	**—**	**2**

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, 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 2015 et 2014.

Actifs financiers

(en millions de dollars)	Actifs bruts	Compensation des passifs bruts	Montants nets présentés
Instruments dérivés	1 520	(1 309)	211
Créances	1 785	(794)	991
Solde au 31 décembre 2014	3 305	(2 103)	1 202
Instruments dérivés	**1 631**	**(1 541)**	**90**
Créances	**1 799**	**(960)**	**839**
Solde au 31 décembre 2015	**3 430**	**(2 501)**	**929**

Passifs financiers

(en millions de dollars)	Passifs bruts	Compensation des actifs bruts	Montants nets présentés
Instruments dérivés	(1 390)	1 309	(81)
Dettes	(1 824)	794	(1 030)
Solde au 31 décembre 2014	(3 214)	2 103	(1 111)
Instruments dérivés	**(1 629)**	**1 541**	**(88)**
Dettes	**(1 865)**	**960**	**(905)**
Solde au 31 décembre 2015	**(3 494)**	**2 501**	**(993)**

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 d'améliorer l'exploitation de la Société et sa rentabilité grâce à la connaissance des tendances du marché, à la diversification du marché, les 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 2014.

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 2015, une augmentation du prix du baril de pétrole brut de 1,00 $ US le baril résulterait en une diminution du résultat avant impôt au titre des instruments financiers dérivés en cours de la Société d'environ 8 M$ (10 M$ en 2014).

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 2015, un raffermissement de 1 % du dollar canadien par rapport au dollar américain aurait résulté en une augmentation d'environ 120 M$ du résultat compte tenu de la dette de la Société (110 M$ en 2014).

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 2015, la Société avait exécuté des swaps à terme de 1,3 G$. La dette à taux variable représentait 5,3 % du total de l'encours de la dette au 31 décembre 2015 (6,5 % en 2014). Le taux d'intérêt moyen pondéré sur le total de la dette pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 était de 6,1 % (6,0 % en 2014).

Le résultat net de la Société est sensible à la fluctuation des taux d'intérêt de la tranche à intérêt variable de la dette et des swaps de taux d'intérêt. Dans la mesure où la charge d'intérêts n'est pas capitalisée, si les taux d'intérêt applicables

aux instruments à taux variable et aux swaps de taux d'intérêt avaient augmenté de 1 %, le résultat avant impôt de la Société aurait diminué d'environ 215 M$ (29 M$ en 2014), en supposant que le montant de la dette et la proportion taux fixe/taux variable demeurent inchangés au 31 décembre 2015.

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 2015, la trésorerie et les équivalents de Suncor ainsi que le total des facilités de crédit s'établissaient respectivement à 4,0 G$ et à 9,5 G$. Un montant de 7 G$ était disponible sur les facilités de crédit de 9,5 G$ de Suncor au 31 décembre 2015. De plus, Suncor dispose d'une capacité inutilisée de 1,25 G$ aux termes d'un prospectus préalable de base visant l'émission de titres d'emprunt au Canada et d'une capacité inutilisée de 1,25 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 2014		
(en millions de dollars)	Dettes fournisseurs et autres charges à payer[1)]	Passifs dérivés bruts[2)]	Dette[3)]
Moins d'un an	5 623	1 390	1 621
De 1 à 3 ans	23	—	1 604
De 3 à 5 ans	50	—	4 280
Plus de 5 ans	—	—	18 160
	5 696	1 390	25 665

	31 décembre 2015		
(en millions de dollars)	**Dettes fournisseurs et autres charges à payer[1)]**	**Passifs dérivés bruts[2)]**	**Dette[3)]**
Moins d'un an	**5 218**	**1 629**	**1 725**
De 1 à 3 ans	**20**	**—**	**5 062**
De 3 à 5 ans	**29**	**—**	**1 456**
Plus de 5 ans	**38**	**—**	**19 976**
	5 305	**1 629**	**28 219**

1) Les dettes fournisseurs et autres charges à payer excluent des passifs dérivés nets de 88 M$ (81 M$ en 2014).

2) Les passifs dérivés bruts de 1 629 M$ (1 390 M$ en 2014) sont compensés par des actifs dérivés bruts de 1 541 M$ (1 309 M$ en 2014), pour un montant net de 88 M$ (81 M$ en 2014).

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. Bien que le secteur ait subi d'importantes révisions à la baisse des notations au cours de la dernière année, Suncor n'a pas été touchée de façon importante par celles-ci, car la majeure partie de ses clients sont de grandes sociétés en aval bien établies dont la situation financière n'est pas directement liée au prix de référence pour le pétrole brut. Au 31 décembre 2015, 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 2015, le risque auquel était exposée la Société se chiffrait à 1 631 G$ (1 520 G$ au 31 décembre 2014).

27. 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 Flux de trésorerie d'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 Flux de trésorerie d'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 Flux de trésorerie d'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 2015 et 2014, 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 2014. 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.

(en millions de dollars)	Mesures ciblées pour le capital	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Composants des ratios			
Dette à court terme		**747**	806
Tranche courante de la dette à long terme		**70**	34
Dette à long terme		**14 486**	12 489
Dette totale		**15 303**	13 329
Moins la trésorerie et les équivalents		**4 049**	5 495
Dette nette		**11 254**	7 834
Capitaux propres		**39 039**	41 603
Capitalisation totale (dette totale majorée des capitaux propres)		**54 342**	54 932
Flux de trésorerie d'exploitation [1)]		**6 806**	9 058
Dette nette par rapport aux Flux de trésorerie d'exploitation	<2,0 fois	**1,7**	0,9
Dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres		**28 %**	24 %

1) Les Flux de trésorerie d'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.

28. 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 2015	Participation en pourcentage 2014
Sables pétrolifères				
Exploitées par Suncor :				
Fort Hills Energy Limited Partnership	Mise en valeur des sables pétrolifères	Canada	50,80	40,80
Non exploitées par Suncor :				
Syncrude	Mise en valeur des sables pétrolifères	Canada	12,00	12,00
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	19,13-20,00	19,51-20,00
Hebron [1)]	Production de pétrole et de gaz	Canada	22,73	22,73
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

1) Se reporter à la note 39.

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)	**2015**	2014	**2015**	2014
Résultat net	**(14)**	3	**4**	7
Autres éléments du résultat global	**9**	6	**—**	—
Résultat global	**(5)**	9	**4**	7
Valeur comptable au 31 décembre	**59**	75	**98**	104

29. FILIALES

Les filiales importantes, chacune entièrement détenue, directement ou indirectement, par la Société au 31 décembre 2015, 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 sables pétrolifères et des actifs *in situ* de la Société.
Produits Suncor Énergie Inc.	Filiale qui détient des participations dans les entreprises de commercialisation de l'énergie et d'énergie renouvelable de la Société.
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 de Produits Suncor Énergie Inc. par l'entremise de laquelle se fait la commercialisation de la production des activités canadiennes en amont. Par l'entremise de cette filiale, Suncor administre les activités de négociation de l'énergie et d'électricité, 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.

30. 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 2015 et 2014 et pour les exercices clos à ces dates est présenté dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2015	2014
Ventes[1)]	**1 126**	1 543
Achats	**201**	312
Créances	**73**	80
Dettes et charges à payer	**15**	8

1) Comprend les ventes de 295 M$ à Parachem Chemicals Inc. (399 M$ en 2014) et de 241 M$ à UPI Inc. (340 M$ en 2014).

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)	2015	2014
Salaires et autres avantages à court terme	**12**	11
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	**5**	4
Rémunération fondée sur des actions	**18**	34
	35	49

31. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

a) Engagements

Les paiements futurs aux termes des engagements de la Société, notamment les contrats de location simple 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)	2016	2017	2018	2019	2020	2021 et par la suite	**Total**
Engagements							
Transport et stockage des produits	1 177	876	854	740	688	7 522	**11 857**
Services d'énergie	179	129	130	123	125	490	**1 176**
Engagements liés au forage	59	13	—	—	—	—	**72**
Engagements relatifs aux travaux de prospection	1	83	145	128	125	112	**594**
Autres	267	89	57	51	43	443	**950**
Contrats de location simple	655	546	438	374	324	1 798	**4 135**
	2 338	1 736	1 624	1 416	1 305	10 365	**18 784**

Les principaux contrats de location simple ont diverses dates d'échéance jusqu'en 2042. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la charge relative aux contrats de location simple s'est élevée à 0,8 G$ (0,6 G$ en 2014).

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 différents engagements relatifs à la capacité pipelinière d'une valeur 4,5 G$ et dont les durées s'échelonnent jusqu'à 20 ans, lesquelles sont en attente d'approbation réglementaire. Dans le cas où elle ne parviendrait pas à obtenir d'approbation réglementaire, la Société s'est 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, sauf dans le cas du différend avec l'ARC décrit à la note 11.

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 23. 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 2015, le programme d'assurance de Suncor comprenait une protection de 1,3 G$ US pour les risques liés aux sables pétrolifères, de 1,2 G$ US pour les risques liés aux activités extracôtières et de 600 M$ US pour les risques liés au raffinage. Ces limites ne comportent aucune franchise ou période d'attente et sont assujetties à certains plafonds de prix et de volume. La Société a également souscrit une assurance sur les biens principaux de 400 M$ US couvrant la totalité de ses actifs. Dans le cours normal de ses activités, Suncor a également conclu des instruments d'atténuation des risques d'un montant total de 300 M$ relativement à certains de ses établissements à l'étranger. Suncor est d'avis que son assurance responsabilité civile, biens et perte d'exploitation est adéquate, bien qu'une telle assurance ne fournisse pas une protection pour toutes les circonstances ou pour les arrêts prolongés. Les programmes d'assurance ultérieurs seront peut-être différents en raison des conditions du marché ou d'autres facteurs commerciaux.

c) Garanties

Au 31 décembre 2015, 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 20) 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 2015, la probabilité que ces engagements de garantie aient une incidence sur la Société est faible.

32. ÉCHANGE D'ACTIFS DE SABLES PÉTROLIFÈRES

Le 31 août 2015, Suncor a effectué un échange d'actifs avec TransAlta Corporation (TransAlta). Suncor a échangé le parc éolien Kent Breeze et sa quote-part du parc éolien Wintering Hills contre les installations de cogénération de Poplar Creek de TransAlta, qui fournissent de la vapeur et de l'énergie aux installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor. L'acquisition des installations de cogénération de Poplar Creek devrait augmenter la fiabilité et l'efficacité des activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor.

Dans le cadre de l'entente, Suncor a conclu un contrat de location d'une durée de 15 ans avec TransAlta afin de financer l'écart entre la juste valeur des installations de cogénération et la juste valeur des parcs éoliens. Les actifs loués comprennent deux générateurs à turbine à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur. La propriété de ces actifs sera automatiquement transférée à Suncor à la fin de la durée du contrat pour un montant symbolique.

L'acquisition des actifs de Poplar Creek a été traitée comme un regroupement d'entreprises, aux termes duquel les actifs acquis et les passifs repris ont été comptabilisés à la juste valeur. La juste valeur a été établie au moyen d'une approche fondée sur les flux de trésorerie futurs attendus selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 8 %. Les principales hypothèses retenues pour le calcul sont le taux d'actualisation, le prix de l'électricité et le prix du gaz naturel.

Contrepartie d'achat

(en millions de dollars)	
Juste valeur des actifs du parc éolien	124
Juste valeur de la convention de financement différé	303
Contrepartie d'achat totale	**427**

Répartition du prix d'achat

La répartition du prix d'achat provisoire se fonde sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris. La répartition finale du prix d'achat pourrait se traduire par une révision des estimations initiales.

(en millions de dollars)	
Fonds de roulement	36
Immobilisations corporelles	393
Provisions pour démantèlement	(2)
Actifs nets acquis	**427**

33. ACQUISITION D'UNE PARTICIPATION SUPPLÉMENTAIRE DANS FORT HILL

Au cours du quatrième trimestre de 2015, la Société a acquis une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de sables pétrolifères de Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd., pour une contrepartie de 360 M$. La quote-part de Suncor dans le projet est désormais de 50,8 %.

En raison de l'acquisition, dont la contrepartie est inférieure à la valeur comptable implicite de la participation de Suncor dans le projet, et compte tenu de la nouvelle baisse des prix du brut, la Société a soumis le projet à un test de dépréciation au 31 décembre 2015. Le test de dépréciation a été réalisé à l'aide de la méthode de la juste valeur diminuée du coût de sortie, et aucune dépréciation n'a été relevée. Les flux de trésorerie attendus ont été calculés d'après les données sur les réserves à la fin de l'exercice 2015 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 51,75 $/b à compter de 2017, de 56,65 $/b en 2018, de 62,65 $/b en 2019, de 69,90 $/b en 2020, de 74,75 $/b en 2021, de 80,10 $/b en 2022 et de 84,00 $/b en 2023 (en dollars constants), augmentant par la suite de 2 % par année et ajusté pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement de l'actif et des écarts de qualité;
- taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 8 % (après impôt);

- production d'environ 91 000 barils par jour suivant une période d'augmentation sur 12 mois débutant au quatrième trimestre de 2017;
- dépenses de construction futures de 3,0 G$, compte tenu des dépenses futures liées à l'acquisition d'une participation supplémentaire de 10 % dans le projet et charges d'exploitation d'environ 19 $ augmentant pour atteindre 25 $ par baril d'ici à 2028 et augmentant ensuite de 2 % par année (en dollars courants).

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 donner lieu à une perte de valeur. Une diminution de 5 % des prix réalisés présumés ferait baisser la valeur recouvrable d'environ 900 M$. Une augmentation de 1 % du taux d'actualisation ferait diminuer la valeur recouvrable d'environ 1,2 G$, une augmentation de 5 % des charges d'exploitation futures estimatives ferait diminuer la valeur recouvrable de 400 M$ et une augmentation de 10 % de la quote-part présumée de la Société du reste des dépenses d'investissement de croissance diminuerait la valeur recouvrable de 300 M$ (les données de l'analyse de sensibilité sont présentées après impôt).

La valeur comptable de la quote-part de la Société dans le projet Fort Hills au 31 décembre 2015 s'établit à 5,5 G$, compte tenu des montants attribués au projet au moment de la fusion de la Société avec Petro-Canada en 2009.

34. ACQUISITION D'UNE INSTALLATION DE RÉCUPÉRATION DU SOUFRE

Le 17 juillet 2014, la Société a réalisé un regroupement d'entreprises visant une installation de récupération du soufre dans son secteur Raffinage et commercialisation.

La répartition du prix d'achat se fonde sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris.

La contrepartie globale versée dans le cadre du regroupement d'entreprises a été répartie comme suit :

(en millions de dollars)	
Total du prix d'achat	121
Répartition provisoire du prix d'achat :	
Immobilisations corporelles	161
Fonds de roulement net	(1)
Passifs d'impôt différé	(39)
Actifs nets acquis	121

La totalité des coûts d'acquisition et de transactions se rapportant à cette acquisition d'actifs a été passée en charges.

35. CESSION DE PIONEER

Au cours du troisième trimestre de 2014, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente, conjointement avec The Pioneer Group Inc., portant sur la vente des actifs de Pioneer Energy, y compris des stations-service en Ontario et au Manitoba. La participation de la Société dans Pioneer a été comptabilisée à la juste valeur et classée comme un instrument financier disponible à la vente. La transaction a été conclue au deuxième trimestre de 2015; la Société a reçu un montant de 183 M$ pour sa participation de 50 % dans Pioneer Energy (note 27) et réalisé un profit après impôt de 68 M$ dans son secteur Raffinage et commercialisation.

36. CESSION D'ACTIFS DE GAZ NATUREL

La Société a vendu ses actifs de la région de Wilson Creek dans le centre de l'Alberta pour 168,5 M$, compte non tenu des ajustements et autres coûts associés à la clôture de l'opération, qui a eu lieu le 30 septembre 2014. La vente de ces actifs a entraîné un profit après impôt de 61 M$ pour le secteur Exploration et production.

37. COÛTS DES FORAGES D'EXPLORATION INTERROMPUS

(en millions de dollars)	2015	2014
Au début de l'exercice	**346**	342
Ajouts	**—**	4
Coûts des forages d'exploration inscrits à l'actif passés en charges	**(134)**	—
À la clôture de l'exercice	**212**	346

Le tableau suivant présente une chronologie des montants inscrits à l'actif des forages d'exploration interrompus aux 31 décembre, en fonction de la date d'achèvement de chaque puits.

(en millions de dollars)	2015	2014
Coûts liés aux forages d'exploration interrompus inscrits à l'actif pour une période de moins d'un an	**—**	—
Coûts liés aux forages d'exploration interrompus inscrits à l'actif pour une période de plus d'un an	**212**	346
	212	346
Nombre de forages d'exploration interrompus inscrits à l'actif pour une période de plus d'un an	**3**	9

Les coûts inscrits à l'actif des forages d'exploration interrompus avant la clôture de l'exercice 2015 sont associés à des projets situés en Norvège (trois forages). Ces projets sont en attente de l'achèvement d'évaluations économiques. À la suite d'évaluations économiques, la Société a inscrit en charges en 2015 les coûts liés aux forages d'exploration portant sur cinq puits en Libye et sur un puits sur la côte Est du Canada.

38. ACQUISITION DE CANADIAN OIL SANDS

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 ordinaire 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 TSX à la date d'acquisition.

Suncor a fait l'acquisition de COS afin de tirer parti des synergies d'exploitation et des économies d'échelle censées découler 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**

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, qui correspond à la valeur actuelle de l'obligation nette. La répartition provisoire du prix d'achat se fonde

sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs et passifs de COS au 5 février 2016. Il est probable que ces estimations soient révisées lorsque la répartition du prix d'achat sera finalisée.

(en millions de dollars)	
Trésorerie	109
Créances	195
Stocks	135
Autres actifs	105
Immobilisations corporelles	9 489
Prospection et évaluation	602
Total des actifs acquis	**10 635**
Dettes et charges à payer	(340)
Dette à long terme	(2 639)
Avantages sociaux futurs	(323)
Provision pour démantèlement	(1 169)
Impôt sur le résultat différé	(1 838)
Total des passifs pris en charge	**(6 309)**
Actif net 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.

La participation ne donnant pas le contrôle a été évaluée initialement au montant de la quote-part revenant à la participation ne donnant pas le contrôle des actifs identifiables nets acquis. Le 22 février 2016, Suncor a acquis 55,2 millions d'actions de COS supplémentaires selon les mêmes conditions que celles de l'acquisition initiale, à la suite de laquelle 15,5 millions d'actions ordinaires de Suncor ont été émises, ce qui s'est traduit par l'acquisition de 84,2 % des actions en circulation. 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. La transaction a été comptabilisée comme une transaction sur capitaux propres avec les actionnaires, qui a réduit de 493 M$ le solde de la participation ne donnant pas le contrôle. Suncor a comptabilisé directement en capitaux propres la différence entre le montant de l'ajustement apporté à la participation ne donnant pas le contrôle et la juste valeur des actions ordinaires émises.

Une assemblée des actionnaires de COS est prévue le 21 mars 2016 pour que les actionnaires votent au sujet de l'acquisition par Suncor des actions qui restent, laquelle est conditionnelle à l'approbation de ⅔ des actionnaires. Le résultat du vote est certain, car Suncor détient plus des ⅔ des actions de COS. La participation ne donnant pas le contrôle sera éliminée lorsque Suncor aura acquis la totalité des actions de COS qui restent. Suncor devrait émettre 21,3 millions d'actions ordinaires supplémentaires pour compléter l'acquisition.

39. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 1er janvier 2016, la participation directe de Suncor dans le projet Hebron a été ramenée de 22,729 % à 21,034 %. Suncor sera remboursée pour les dépenses en immobilisations et les frais de financement liés à la réduction de sa participation directe engagés jusqu'au 31 décembre 2015. La transaction sera comptabilisée en réduction des immobilisations corporelles au premier trimestre de 2016.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les 31 mars 2015	30 juin 2015	30 sept. 2015	31 déc. 2015	Total de l'exercice 2015	Trimestres clos les 31 mars 2014	30 juin 2014	30 sept. 2014	31 déc. 2014	Total de l'exercice 2014
Produits des activités ordinaires et autres produits	**7 386**	**8 144**	**7 557**	**6 593**	**29 680**	10 477	10 649	10 273	9 091	40 490
Résultat net										
Sables pétrolifères	**(146)**	**(44)**	**(50)**	**(616)**	**(856)**	899	(76)	773	180	1 776
Exploration et production	**462**	**44**	**(1)**	**(1 263)**	**(758)**	294	(37)	198	198	653
Raffinage et commercialisation	**492**	**663**	**613**	**498**	**2 266**	787	306	426	173	1 692
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(1 149)**	**66**	**(938)**	**(626)**	**(2 647)**	(495)	18	(478)	(467)	(1 422)
	(341)	**729**	**(376)**	**(2 007)**	**(1 995)**	1 485	211	919	84	2 699
Résultat d'exploitation[A)]										
Sables pétrolifères	**(146)**	**315**	**(50)**	**(230)**	**(111)**	899	865	827	180	2 771
Exploration et production	**(19)**	**77**	**(1)**	**(50)**	**7**	294	228	137	198	857
Raffinage et commercialisation	**492**	**631**	**613**	**498**	**2 234**	787	306	426	173	1 692
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(152)**	**(117)**	**(152)**	**(244)**	**(665)**	(187)	(264)	(84)	(165)	(700)
	175	**906**	**410**	**(26)**	**1 465**	1 793	1 135	1 306	386	4 620
Flux de trésorerie d'exploitation[A)]										
Sables pétrolifères	**525**	**1 058**	**785**	**467**	**2 835**	1 469	1 545	1 511	875	5 400
Exploration et production	**449**	**427**	**253**	**257**	**1 386**	600	529	379	401	1 909
Raffinage et commercialisation	**678**	**800**	**798**	**596**	**2 872**	930	505	503	240	2 178
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(177)**	**(130)**	**46**	**(26)**	**(287)**	(119)	(173)	(113)	(24)	(429)
	1 475	**2 155**	**1 882**	**1 294**	**6 806**	2 880	2 406	2 280	1 492	9 058
Par action ordinaire										
Résultat net										
– de base	**(0,24)**	**0,50**	**(0,26)**	**(1,38)**	**(1,38)**	1,01	0,14	0,63	0,06	1,84
– dilué	**(0,24)**	**0,50**	**(0,26)**	**(1,38)**	**(1,38)**	1,01	0,14	0,62	0,06	1,84
Résultat d'exploitation – de base	**0,12**	**0,63**	**0,28**	**(0,02)**	**1,01**	1,22	0,77	0,89	0,27	3,15
Dividendes en trésorerie – de base	**0,28**	**0,28**	**0,29**	**0,29**	**1,14**	0,23	0,23	0,28	0,28	1,02
Flux de trésorerie d'exploitation – de base	**1,02**	**1,49**	**1,30**	**0,90**	**4,71**	1,96	1,64	1,56	1,03	6,19

	Périodes de 12 mois closes les 31 mars 2015	30 juin 2015	30 sept. 2015	31 déc. 2015	Périodes de 12 mois closes les 31 mars 2014	30 juin 2014	30 sept. 2014	31 déc. 2014
Rendement du capital investi[A)]								
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	**5,8**	**7,2**	**5,1**	**0,6**	12,6	10,1	9,4	8,6
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	**5,0**	**6,3**	**4,5**	**0,5**	10,9	8,8	8,2	7,5

A) Mesures financières hors PCGR – se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

Sables pétrolifères	Trimestres clos les 31 mars 2015	30 juin 2015	30 sept. 2015	31 déc. 2015	Total de l'exercice 2015	Trimestres clos les 31 mars 2014	30 juin 2014	30 sept. 2014	31 déc. 2014	Total de l'exercice 2014
Production totale (kb/j)	**475,6**	**448,7**	**458,4**	**470,6**	**463,4**	424,4	403,1	441,1	419,3	421,9
Activités du secteur Sables pétrolifères										
Production (kb/j)										
Produits valorisés (pétrole brut synthétique non sulfureux et sulfureux et diesel)	**346,5**	**327,4**	**314,9**	**292,2**	**320,1**	312,2	276,2	292,5	276,3	289,1
Bitume non valorisé	**93,9**	**96,4**	**115,4**	**147,5**	**113,5**	77,1	102,6	119,2	107,9	101,8
Production du secteur Sables pétrolifères	**440,4**	**423,8**	**430,3**	**439,7**	**433,6**	389,3	378,8	411,7	384,2	390,9
Production de bitume (kb/j)										
Production minière	**318,3**	**315,5**	**303,3**	**292,4**	**307,3**	290,6	256,1	296,9	254,1	274,4
In situ – Firebag	**188,7**	**168,1**	**191,7**	**198,8**	**186,9**	164,1	172,4	170,9	182,2	172,0
In situ – MacKay River	**29,3**	**31,5**	**27,4**	**34,5**	**30,7**	23,0	27,4	28,2	28,7	27,0
Production de bitume totale	**536,3**	**515,1**	**522,4**	**525,7**	**524,9**	477,7	455,9	496,0	465,0	473,4
Ventes (kb/j)										
Brut léger peu sulfureux	**112,5**	**102,4**	**112,9**	**100,2**	**107,0**	123,0	107,7	93,1	75,5	99,7
Diesel	**30,8**	**35,1**	**30,0**	**29,4**	**31,3**	31,7	25,1	34,7	31,2	30,7
Brut léger sulfureux	**201,3**	**194,4**	**180,7**	**154,2**	**182,5**	167,8	139,9	175,3	152,7	158,9
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	**344,6**	**331,9**	**323,6**	**283,8**	**320,8**	322,5	272,7	303,1	259,4	289,3
Bitume non valorisé	**95,8**	**91,8**	**106,3**	**136,3**	**107,7**	70,3	107,4	116,9	110,2	101,4
Total des ventes	**440,4**	**423,7**	**429,9**	**420,1**	**428,5**	392,8	380,1	420,0	369,6	390,7
Prix de vente moyen[1] ($/b)										
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	**63,36**	**77,65**	**62,13**	**60,86**	**66,00**	115,11	118,36	109,13	88,78	109,02
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	**40,10**	**52,71**	**40,86**	**32,93**	**41,58**	79,62	84,41	81,28	61,68	76,66
Moyenne	**47,67**	**60,81**	**47,93**	**41,55**	**49,46**	93,63	96,40	89,38	69,51	87,46
Charges d'exploitation décaissées[2] ($/b)										
Charges décaissées	**25,70**	**26,15**	**24,95**	**25,70**	**25,65**	30,65	30,05	28,10	31,15	30,00
Gaz naturel	**2,70**	**1,85**	**2,05**	**2,30**	**2,20**	4,95	4,05	3,00	3,30	3,80
	28,40	**28,00**	**27,00**	**28,00**	**27,85**	35,60	34,10	31,10	34,45	33,80
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume in situ seulement[2] ($/b)										
Charges décaissées	**9,90**	**9,25**	**8,80**	**8,10**	**9,00**	11,50	11,15	9,45	8,85	10,20
Gaz naturel	**4,10**	**3,80**	**3,75**	**3,55**	**3,80**	8,40	6,65	5,80	5,20	6,45
	14,00	**13,05**	**12,55**	**11,65**	**12,80**	19,90	17,80	15,25	14,05	16,65
Syncrude										
Production (kb/j)	**35,2**	**24,9**	**28,1**	**30,9**	**29,8**	35,1	24,3	29,4	35,1	31,0
Prix de vente moyen[1] ($/b)	**56,00**	**75,19**	**61,00**	**57,37**	**61,55**	105,93	111,89	102,21	81,85	99,32
Charges d'exploitation décaissées[2] ($/b)*										
Charges décaissées	**34,20**	**54,45**	**39,70**	**38,55**	**40,35**	44,25	61,65	42,20	42,85	46,75
Gaz naturel	**1,50**	**1,65**	**1,95**	**1,60**	**1,65**	2,75	2,80	2,20	1,85	2,40
	35,70	**56,10**	**41,65**	**40,15**	**42,00**	47,00	64,45	44,40	44,70	49,15

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 2015	30 juin 2015	30 sept. 2015	31 déc. 2015	Total de l'exercice 2015	Trimestres clos les 31 mars 2014	30 juin 2014	30 sept. 2014	31 déc. 2014	Total de l'exercice 2014
Production totale (kbep/j)	**126,8**	**111,2**	**107,7**	**112,3**	**114,4**	120,9	115,3	78,2	138,3	113,0
Volumes de production										
Exploration et production – Canada										
Côte Est du Canada										
Terra Nova (kb/j)	**23,3**	**7,3**	**10,4**	**13,1**	**13,5**	18,2	15,2	11,9	24,0	17,3
Hibernia (kb/j)	**22,0**	**18,3**	**16,6**	**15,6**	**18,1**	25,2	24,2	22,3	20,8	23,1
White Rose (kb/j)	**12,8**	**11,4**	**9,9**	**14,8**	**12,2**	16,5	16,1	12,6	13,3	14,6
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	**3,6**	**2,4**	**3,7**	**3,1**	**3,2**	4,3	4,6	3,1	2,4	3,6
	61,7	**39,4**	**40,6**	**46,6**	**47,0**	64,2	60,1	49,9	60,5	58,6
Exploration et production – International										
Buzzard (kbep/j)	**51,4**	**52,4**	**50,0**	**45,5**	**49,8**	56,5	54,3	24,2	54,0	47,1
Golden Eagle (kbep/j)	**9,8**	**14,5**	**17,0**	**17,7**	**14,8**	—	—	—	2,2	0,6
Royaume-Uni (kbep/j)	**61,2**	**66,9**	**67,0**	**63,2**	**64,6**	56,5	54,3	24,2	56,2	47,7
Libye (kb/j)	**3,9**	**4,9**	**0,1**	**2,5**	**2,8**	0,2	0,9	4,1	21,6	6,7
	65,1	**71,8**	**67,1**	**65,7**	**67,4**	56,7	55,2	28,3	77,8	54,4
Revenus nets										
Côte Est du Canada ($/b)										
Prix moyen obtenu	**66,38**	**78,23**	**59,09**	**52,51**	**65,12**	121,53	122,04	112,68	80,42	108,21
Redevances	**(17,58)**	**(16,38)**	**(4,39)**	**(5,79)**	**(12,49)**	(34,41)	(34,78)	(31,71)	(14,52)	(25,97)
Frais de transport	**(1,76)**	**(1,73)**	**(2,97)**	**(2,81)**	**(2,18)**	(1,91)	(1,60)	(2,27)	(1,91)	(1,97)
Charges d'exploitation	**(9,57)**	**(16,63)**	**(17,66)**	**(16,86)**	**(14,15)**	(10,14)	(12,28)	(13,74)	(14,66)	(13,11)
Revenus d'exploitation nets	**37,47**	**43,49**	**34,07**	**27,05**	**36,30**	75,07	73,38	64,96	49,33	67,16
Royaume-Uni ($/bep)										
Prix moyen obtenu	**64,48**	**72,84**	**62,86**	**54,91**	**63,85**	114,40	116,43	109,67	84,87	106,96
Frais de transport	**(2,32)**	**(2,66)**	**(2,43)**	**(2,22)**	**(2,41)**	(2,85)	(2,80)	(3,18)	(2,60)	(2,84)
Charges d'exploitation	**(7,33)**	**(5,86)**	**(5,99)**	**(6,20)**	**(6,29)**	(5,77)	(5,73)	(14,74)	(4,47)	(6,42)
Revenus d'exploitation nets	**54,83**	**64,32**	**54,44**	**46,49**	**55,15**	105,78	107,90	91,75	77,80	97,70

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 2015	30 juin 2015	30 sept. 2015	31 déc. 2015	Total de l'exercice 2015	Trimestres clos les 31 mars 2014	30 juin 2014	30 sept. 2014	31 déc. 2014	Total de l'exercice 2014
Ventes de produits raffinés (kb/j)	**519,7**	**525,5**	**546,4**	**501,2**	**523,3**	515,3	515,9	547,1	548,2	531,7
Pétrole brut traité (kb/j)	**437,1**	**416,8**	**444,8**	**430,2**	**432,1**	442,0	391,1	435,7	440,8	427,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	**95**	**90**	**96**	**93**	**94**	96	85	94	95	93
Est de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (kb/j)										
Carburants de transport										
Essence	**118,6**	**121,8**	**119,1**	**116,1**	**118,9**	118,5	120,9	122,1	120,8	120,6
Distillats	**96,0**	**91,8**	**90,5**	**86,2**	**91,1**	84,8	76,4	81,7	84,9	81,9
Total des ventes de carburants de transport	**214,6**	**213,6**	**209,6**	**202,3**	**210,0**	203,3	197,3	203,8	205,7	202,5
Produits pétrochimiques	**13,3**	**10,6**	**10,4**	**8,9**	**10,8**	12,3	12,0	11,1	13,0	12,1
Asphalte	**7,6**	**12,0**	**18,4**	**14,1**	**13,1**	10,2	13,1	17,8	13,3	13,6
Autres	**31,0**	**31,8**	**24,8**	**28,2**	**28,9**	30,1	30,6	32,8	36,4	32,5
Total des ventes de produits raffinés	**266,5**	**268,0**	**263,2**	**253,5**	**262,8**	255,9	253,0	265,5	268,4	260,7
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (kb/j)	**212,4**	**211,6**	**200,5**	**208,0**	**208,1**	210,3	185,5	199,9	201,0	199,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	**96**	**95**	**90**	**94**	**94**	95	84	90	91	90
Ouest de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (kb/j)										
Carburants de transport										
Essence	**119,2**	**126,7**	**135,3**	**127,7**	**127,3**	112,2	123,6	128,3	126,6	122,8
Distillats	**110,2**	**100,7**	**115,8**	**100,8**	**106,9**	122,3	105,0	117,3	126,7	117,8
Total des ventes de carburants de transport	**229,4**	**227,4**	**251,1**	**228,5**	**234,2**	234,5	228,6	245,6	253,3	240,6
Asphalte	**9,7**	**13,9**	**13,9**	**10,8**	**11,9**	8,7	9,7	13,5	10,6	10,6
Autres	**14,1**	**16,2**	**18,2**	**8,4**	**14,4**	16,2	24,6	22,5	15,9	19,8
Total des ventes de produits raffinés	**253,2**	**257,5**	**283,2**	**247,7**	**260,5**	259,4	262,9	281,6	279,8	271,0
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (kb/j)	**224,7**	**205,2**	**244,3**	**222,2**	**224,0**	231,7	205,6	235,8	239,8	228,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	**94**	**86**	**102**	**93**	**93**	97	86	98	100	95

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES

(non audité)

(en millions de dollars)	2015	2014	2013	2012[A)]	2011
				(retraité)	
Produits des activités ordinaires et autres produits	**29 680**	40 490	40 297	38 526	38 792
Résultat net					
Sables pétrolifères	**(856)**	1 776	2 040	468	2 603
Exploration et production	**(758)**	653	1 000	138	306
Raffinage et commercialisation	**2 266**	1 692	2 022	2 137	1 726
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(2 647)**	(1 422)	(1 151)	(3)	(331)
	(1 995)	2 699	3 911	2 740	4 304
Résultat d'exploitation					
Sables pétrolifères	**(111)**	2 771	2 098	2 025	2 737
Exploration et production	**7**	857	1 210	850	1 358
Raffinage et commercialisation	**2 234**	1 692	2 022	2 152	1 726
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(665)**	(700)	(630)	(180)	(147)
	1 465	4 620	4 700	4 847	5 674
Flux de trésorerie d'exploitation					
Sables pétrolifères	**2 835**	5 400	4 556	4 407	4 572
Exploration et production	**1 386**	1 909	2 316	2 227	2 846
Raffinage et commercialisation	**2 872**	2 178	2 618	3 138	2 574
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(287)**	(429)	(78)	(39)	(246)
	6 806	9 058	9 412	9 733	9 746
Dépenses en immobilisations et frais de prospection (y compris les intérêts inscrits à l'actif)					
Sables pétrolifères	**4 181**	3 826	4 311	4 957	5 100
Exploration et production	**1 459**	1 819	1 483	1 261	874
Raffinage et commercialisation	**821**	1 021	890	644	633
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**206**	295	93	95	243
	6 667	6 961	6 777	6 957	6 850
Total de l'actif	**77 527**	79 671	78 315	76 401	74 777
Capital investi à la clôture					
Dette à court terme et à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents	**11 254**	7 834	6 256	6 639	6 976
Capitaux propres	**39 039**	41 603	41 180	39 215	38 600
	50 293	49 437	47 436	45 854	45 576
Moins les coûts inscrits à l'actif liés aux projets majeurs en cours	**(7 195)**	(6 203)	(6 502)	(8 729)	(12 106)
	43 098	43 234	40 934	37 125	33 470
Total des effectifs de Suncor (à la clôture de l'exercice)	**13 190**	13 980	13 946	13 932	13 026

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)	2015	2014	2013	2012[A] (retraité)	2011
Dollars par action ordinaire					
Résultat net	**(1,38)**	1,84	2,61	1,77	2,74
Résultat d'exploitation	**1,01**	3,15	3,13	3,14	3,61
Dividendes en trésorerie	**1,14**	1,02	0,73	0,50	0,43
Flux de trésorerie d'exploitation	**4,71**	6,19	6,27	6,30	6,20
Ratios					
Rendement du capital investi (%)[B]	**0,6**	8,6	11,5	7,2	13,8
Rendement du capital investi (%)[C]	**0,5**	7,5	9,9	5,8	10,1
Ratio de la dette par rapport à la dette majorée des capitaux propres (%)[D]	**28**	24	22	22	22
Ratio de la dette nette par rapport aux flux de trésorerie d'exploitation (nombre de fois)[E]	**1,7**	0,9	0,7	0,7	0,7
Couverture des intérêts – flux de trésorerie (nombre de fois)[F]	**9,3**	15,5	16,8	17,7	16,4
Couverture des intérêts – résultat net (nombre de fois)[G]	**(1,8)**	6,6	9,5	7,9	10,7

A) En date du 1er janvier 2013, Suncor a adopté de nouvelles normes comptables et des normes comptables révisées, qui sont décrites dans le rapport annuel de 2013. Les chiffres comparatifs se rapportant aux résultats de Suncor pour 2012 ont été retraités, tandis que les chiffres comparatifs se rapportant aux résultats de Suncor jusqu'à 2011 inclusivement n'ont pas été retraités, conformément aux dispositions transitoires respectives des nouvelles normes et des normes révisées.

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 inscrits à l'actif liés aux projets majeurs en cours, sur une base moyenne pondérée.

C) Capital moyen investi, y compris les coûts inscrits 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 flux de trésorerie d'exploitation pour l'exercice visé.

F) Flux de trésorerie d'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 inscrits 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 inscrits à l'actif.

SOMMAIRE ANNUEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

Sables pétrolifères	2015	2014	2013	2012	2011
Production totale (kb/j)	**463,4**	421,9	392,5	359,2	339,3
Activités du secteur Sables pétrolifères					
Production (kb/j)					
Produits valorisés (pétrole brut synthétique non sulfureux et sulfureux et diesel)	**320,1**	289,1	282,6	276,7	279,7
Bitume non valorisé	**113,5**	101,8	77,9	48,1	25,0
Production du secteur Sables pétrolifères	**433,6**	390,9	360,5	324,8	304,7
Production de bitume (kb/j)					
Production minière	**307,3**	274,4	269,8	266,2	287,1
In situ – Firebag	**186,9**	172,0	143,4	104,0	59,5
In situ – MacKay River	**30,7**	27,0	28,5	27,0	30,0
Production de bitume totale	**524,9**	473,4	441,7	397,2	376,6
Ventes (kb/j)					
Brut léger peu sulfureux	**107,0**	99,7	91,5	93,8	85,5
Diesel	**31,3**	30,7	23,5	24,5	24,3
Brut léger sulfureux	**182,5**	158,9	166,0	161,1	170,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	**320,8**	289,3	281,0	279,4	280,4
Bitume non valorisé	**107,7**	101,4	76,0	44,5	24,0
Total des ventes	**428,5**	390,7	357,0	323,9	304,4
Prix de vente moyen[1] ($/b)					
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	**66,00**	109,02	104,22	96,95	103,95
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	**41,58**	76,66	72,67	72,93	80,17
Moyenne	**49,46**	87,46	82,83	81,69	88,74
Charges d'exploitation décaissées[2] ($/b)					
Charges décaissées	**25,65**	30,00	34,10	35,15	37,10
Gaz naturel	**2,20**	3,80	2,90	1,90	1,95
	27,85	33,80	37,00	37,05	39,05
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume *in situ* seulement[2] ($/b)					
Charges décaissées	**9,00**	10,20	11,35	15,50	20,10
Gaz naturel	**3,80**	6,45	5,15	3,90	5,40
	12,80	16,65	16,50	19,40	25,50
Syncrude					
Production (kb/j)	**29,8**	31,0	32,0	34,4	34,6
Prix de vente moyen[1] ($/b)	**61,55**	99,32	99,82	92,69	101,80
Charges d'exploitation décaissées[2] ($/b)					
Charges décaissées	**40,35**	46,75	41,75	38,10	38,80
Gaz naturel	**1,65**	2,40	1,45	1,20	1,65
	42,00	49,15	43,20	39,30	40,45

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE ANNUEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Exploration et production	2015	2014	2013	2012	2011
Production totale (kbep/j)	**114,4**	113,0	169,9	189,9	206,7
Volumes de production					
Exploration et production – Canada					
Côte Est du Canada					
Terra Nova (kb/j)	**13,5**	17,3	14,2	8,8	16,2
Hibernia (kb/j)	**18,1**	23,1	27,1	26,1	30,9
White Rose (kb/j)	**12,2**	14,6	14,9	11,6	18,5
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	**3,2**	3,6	37,3	53,9	64,7
	47,0	58,6	93,5	100,4	130,3
Exploration et production – International					
Volumes de production (kbep/j)					
Mer du Nord					
Buzzard	**49,8**	47,1	55,8	48,0	42,9
Golden Eagle	**14,8**	0,6	—	—	—
Autres – Mer du Nord	**—**	—	—	—	3,8
Autres – International					
Libye	**2,8**	6,7	20,6	41,5	12,1
Syrie	**—**	—	—	—	17,6
	67,4	54,4	76,4	89,5	76,4
Revenus nets					
Côte Est du Canada ($/b)					
Prix moyen obtenu	**65,12**	108,21	114,25	114,46	110,31
Redevances	**(12,49)**	(25,97)	(28,16)	(33,40)	(34,49)
Frais de transport	**(2,18)**	(1,97)	(1,86)	(2,31)	(1,89)
Charges d'exploitation	**(14,15)**	(13,11)	(11,21)	(13,57)	(8,04)
Revenus d'exploitation nets	**36,30**	67,16	73,02	65,18	65,89
Royaume-Uni ($/bep)					
Prix moyen obtenu	**63,85**	106,96	109,95	108,46	107,18
Frais de transport	**(2,41)**	(2,84)	(2,51)	(2,34)	(2,00)
Charges d'exploitation	**(6,29)**	(6,42)	(5,94)	(6,38)	(4,71)
Revenus d'exploitation nets	**55,15**	97,70	101,50	99,74	100,47
Autres – International ($/b)					
Prix moyen obtenu	**—**	—	108,30	110,99	96,06
Redevances	**—**	—	(56,70)	(66,93)	(54,69)
Frais de transport	**—**	—	(0,36)	(0,34)	(0,30)
Charges d'exploitation	**—**	—	(3,39)	(1,94)	(6,75)
Revenus d'exploitation nets	**—**	—	47,85	41,78	34,32

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE ANNUEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	2015	2014	2013	2012	2011
Ventes de produits raffinés (kb/j)	**523,3**	531,7	542,9	538,5	522,7
Pétrole brut traité (kb/j)	**432,1**	427,5	431,3	431,4	407,7
Utilisation totale de la capacité de raffinage (%)**	**94**	93	94	95	92
Est de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Carburants de transport					
Essence	**118,9**	120,6	116,0	124,5	131,5
Distillats	**91,1**	81,9	89,1	75,5	80,2
Total des ventes de carburants de transport	**210,0**	202,5	205,1	200,0	211,7
Produits pétrochimiques	**10,8**	12,1	12,6	12,6	13,2
Asphalte	**13,1**	13,6	16,2	15,1	15,1
Autres	**28,9**	32,5	28,3	34,0	33,6
Total des ventes de produits raffinés	**262,8**	260,7	262,2	261,7	273,6
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (kb/j)	**208,1**	199,2	201,7	197,7	201,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	**94**	90	91	89	94
Ouest de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Carburants de transport					
Essence	**127,3**	122,8	131,4	128,3	118,0
Distillats	**106,9**	117,8	120,7	119,5	110,5
Total des ventes de carburants de transport	**234,2**	240,6	252,1	247,8	228,5
Asphalte	**11,9**	10,6	11,8	10,1	7,5
Autres	**14,4**	19,8	16,8	18,9	13,1
Total des ventes de produits raffinés	**260,5**	271,0	280,7	276,8	249,1
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (kb/j)	**224,0**	228,3	229,6	233,7	206,4
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	**93**	95	96	100	91
Établissements de vente au détail	**1 528**	1 510	1 505	1 509	1 732

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 le présent document, à savoir le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation, le rendement du capital investi (« RCI ») et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, 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, définis à la rubrique « Mises en garde concernant les mesures financières hors PCGR », avec les mesures établies conformément aux PCGR sont présentés dans les rapports aux actionnaires trimestriels respectifs publiés par Suncor relativement aux trimestres indiqués de 2015 (les « rapports trimestriels »). Les flux de trésorerie d'exploitation et le RCI pour chaque trimestre de 2015 et de 2014 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » dans chacun des rapports trimestriels respectifs. Le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation, le RCI et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères pour 2013, 2012 et 2011 sont définis et font l'objet de rapprochements dans le rapport de gestion de Suncor pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013. 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 Suncor contenu dans le présent rapport annuel.

Définitions

1) *Prix de vente moyen – Calculé avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes.*
2) *Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks et des coûts non liés à la production) et des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.*

Notes explicatives

* Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de 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 avait 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	–	baril
kb/j	–	milliers de barils par jour
kpi^3	–	milliers de pieds cubes
kpi^{3}e	–	milliers de pieds cubes équivalent
Mpi^3/j	–	millions de pieds cubes par jour
Mpi^{3}e/j	–	millions de pieds cubes équivalent par jour
bep	–	barils équivalent pétrole
bep/j	–	barils équivalent pétrole par jour
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 2015	**30 juin 2015**	**30 sept. 2015**	**31 déc. 2015**	31 mars 2014	30 juin 2014	30 sept. 2014	31 déc. 2014
Actions								
Nombre moyen d'actions en circulation, pondéré mensuellement (en milliers)[a]	**1 444 942**	**1 445 714**	**1 445 951**	**1 445 844**	1 471 596	1 468 212	1 461 271	1 447 907
Cours (en dollars)								
Bourse de Toronto								
Haut	**40,60**	**40,93**	**38,19**	**40,35**	38,80	47,18	46,00	41,30
Bas	**33,85**	**33,43**	**32,13**	**34,03**	34,70	38,21	39,96	30,89
Clôture	**37,01**	**34,40**	**35,69**	**35,72**	38,61	45,50	40,53	36,90
Bourse de New York – $ US								
Haut	**32,43**	**33,49**	**29,17**	**30,70**	35,17	43,49	43,15	36,97
Bas	**27,00**	**27,24**	**24,20**	**24,97**	31,30	34,62	35,77	26,56
Clôture	**29,25**	**27,52**	**26,72**	**25,80**	34,96	42,63	36,15	31,78
Actions négociées (en milliers)								
Bourse de Toronto	**210 772**	**181 590**	**202 222**	**205 635**	157 762	163 254	156 781	278 305
Bourse de New York	**272 926**	**238 053**	**302 098**	**273 044**	200 111	200 730	190 337	343 828
Données par action ordinaire (en dollars)								
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	**(0,24)**	**0,50**	**(0,26)**	**(1,38)**	1,01	0,14	0,63	0,06
Dividendes par action ordinaire	**0,28**	**0,28**	**0,29**	**0,29**	0,23	0,23	0,28	0,28

a) La Société comptait approximativement 5 295 porteurs d'actions ordinaires inscrits au 31 janvier 2016.

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 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 2015

Équipe de direction

Steven Williams
Président et chef de la direction

Eric Axford
Vice-président directeur, Services d'entreprise

Alister Cowan
Vice-président directeur et chef des finances

Paul Gardner
Vice-président principal, Ressources humaines

Mark Little
Vice-président directeur, Amont

Mike MacSween
Vice-président directeur, Projets majeurs

Janice Odegaard
Vice-présidente principale et avocate générale

Steve Reynish
Vice-président directeur, Stratégie et développement

Kris Smith
Vice-président directeur, Aval

Conseil d'administration

James Simpson
Président du conseil
Calgary (Alberta)

Steven Williams
Président et chef de la direction
Suncor Énergie Inc.
Calgary (Alberta)

Mel Benson [3)4)]
Calgary (Alberta)

Jacynthe Côté [1)4)]
Montréal (Québec)

Dominic D'Alessandro [1)]
Président du Comité de gouvernance
Toronto (Ontario)

Doug Ford [2)3)]
Bonita Springs (Floride)

John Gass [4)]
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 [2)]
Président du Comité de vérification
Canmore (Alberta)

Eira Thomas [3)4)]
Présidente du Comité sur l'environnement, la santé, la prévention et le développement durable
West Vancouver (Colombie-Britannique)

Michael Wilson [1)2)]
Bragg Creek (Alberta)

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

Ce document a été imprimé avec de l'encre écologique contenant 70 % de contenu renouvelable bio. Alors que le papier utilisé pour ce document est imprimé sur du papier certifié FSC® 100 % de la fibre provenant de forêts bien gérées.