

QUATRIÈME TRIMESTRE 2015

Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 décembre 2015

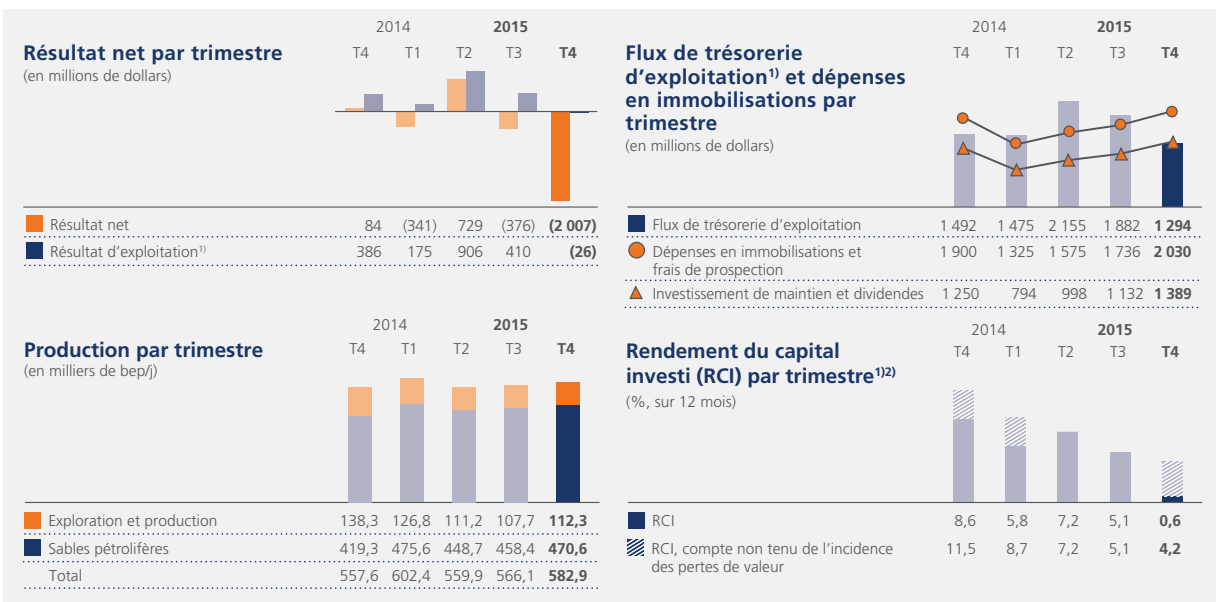
Résultats du quatrième trimestre de Suncor Énergie

Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières dans le présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport aux actionnaires. Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du présent document. Les informations concernant la production et les charges d'exploitation décaissées des activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« En 2015, nous avons généré des flux de trésorerie qui ont été supérieurs à nos engagements annuels en matière de dividendes et de réinvestissement de maintien, a déclaré le président et chef de la direction, Steve Williams. Nous y sommes parvenus grâce à notre modèle d'affaires intégré, notre capacité à réduire les coûts et la constante rigueur dont nous faisons preuve dans la gestion de l'exploitation. Nous sommes par conséquent en bonne position pour faire face au contexte actuel de baisse des prix du pétrole brut. »

Faits saillants du quatrième trimestre de 2015

- Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾ de 1,294 G\$ (0,90 \$ par action ordinaire) et perte d'exploitation¹⁾ de 26 M\$ (0,02 \$ par action ordinaire) engendrés par la baisse des prix du pétrole brut ainsi que par une perte de 77 M\$ liée à la méthode PEPS dans le secteur Raffinage et commercialisation, en partie compensée par une augmentation des marges de raffinage.
- Perte nette de 2,007 G\$ (1,38 \$ par action ordinaire) attribuable à des réductions de valeur d'actifs hors trésorerie, elles-mêmes découlant de l'affaiblissement du cycle des marchandises, ainsi qu'à une perte de change sur la dette libellée en dollars américains.
- Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 28,00 \$ pour le quatrième trimestre de 2015, en raison d'une excellente production de 439 700 barils par jour (b/j), de la constance des mesures de réduction des coûts, de la diminution des travaux de maintenance non planifiés ainsi que de la baisse des prix du gaz naturel.
- Le 1^{er} janvier 2016, la capacité nominale de Firebag a augmenté, passant de 180 000 b/j à 203 000 b/j, en raison de l'efficacité des activités de désengorgement réalisées.
- Après la clôture du quatrième trimestre, Suncor et Canadian Oil Sands Limited (COS) ont conclu une convention aux termes de laquelle COS et son conseil d'administration soutiennent l'offre de Suncor visant l'achat de la totalité des actions de COS à raison de 0,28 action de Suncor pour chaque action de COS. La transaction a été évaluée à 6,6 G\$ au moment de la conclusion de la convention.



- Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 4 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Le RCI ne tient pas compte des coûts inscrits à l'actif au titre des projets majeurs en cours. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- Compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,238 G\$ inscrites au deuxième trimestre de 2014 et de 1,599 G\$, au quatrième trimestre de 2015, le RCI aurait respectivement été de 11,5 %, 8,7 % et 4,2 % pour le quatrième trimestre de 2014, le premier trimestre de 2015 et le quatrième trimestre de 2015.

Résultats financiers

Pour le quatrième trimestre de 2015, Suncor a comptabilisé une perte d'exploitation de 26 M\$ (0,02 \$ par action ordinaire), y compris une perte de 77 M\$ liée à la méthode PEPS, et des flux de trésorerie d'exploitation de 1,294 G\$ (0,90 \$ par action ordinaire) qui reflètent le contexte de baisse des prix du pétrole brut, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 386 M\$ (0,27 \$ par action ordinaire), y compris une perte de 372 M\$ liée à la méthode PEPS, et des flux de trésorerie d'exploitation de 1,492 G\$ (1,03 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Parmi les résultats les plus notables du quatrième trimestre de 2015, mentionnons une augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères, un contexte favorable pour les prix en aval et une baisse des charges d'exploitation.

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2015, les flux de trésorerie disponibles¹⁾ se sont établis à 139 M\$, contre 2,097 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2014.

Une perte nette de 2,007 G\$ (1,38 \$ par action ordinaire) a été inscrite pour le quatrième trimestre de 2015, comparativement à un bénéfice net de 84 M\$ (0,06 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les facteurs qui ont eu une incidence sur les pertes nettes du quatrième trimestre de 2015 sont les mêmes que ceux qui ont influé sur la perte d'exploitation, notamment des pertes de valeur hors trésorerie de 1,599 G\$ et une perte de change latente après impôt de 382 M\$ liée à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence d'une perte de change latente après impôt de 302 M\$.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor a augmenté pour s'établir à 582 900 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) pour le quatrième trimestre de 2015, comparativement à 557 600 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est avant tout attribuable à la grande fiabilité des activités du secteur Sables pétrolifères.

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, hausse essentiellement attribuable à la production *in situ* record et à la fiabilité des activités de l'ensemble des actifs à la suite de l'exécution de travaux de maintenance au début du trimestre.

Au quatrième trimestre de 2015, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 28,00 \$/b, comparativement à 34,45 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une hausse de la production et d'une baisse des charges d'exploitation attribuable aux mesures de réduction des coûts, ainsi qu'à une diminution des travaux de maintenance non planifiés et à une baisse des prix du gaz naturel.

« Nous avons dépassé les cibles que nous nous étions fixées au début de 2015 sur les plans de la fiabilité et de la réduction des coûts, a indiqué Steve Williams. Les charges d'exploitation à l'échelle de la Société ont diminué de près de 1 G\$ par rapport au dernier exercice, et le pourcentage de fiabilité des activités de valorisation des Sables pétrolifères est supérieur à 90 %, et ce, plus d'un an plus tôt que prévu dans notre plan initial. »

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude pour le quatrième trimestre de 2015 s'est établie à 30 900 b/j, comparativement à 35 100 b/j pour le quatrième trimestre de l'exercice précédent. La diminution est essentiellement attribuable à des activités de maintenance non planifiées au quatrième trimestre de 2015.

Les volumes de production du secteur Exploration et production (« E&P ») ont été ramenés à 112 300 bep/j au quatrième trimestre de 2015, comparativement à 138 300 bep/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent. Cette diminution est essentiellement attribuable à l'interruption de la production en Libye, à la déplétion naturelle à Terra Nova et aux contraintes temporaires d'exportation par pipeline qui ont eu des répercussions sur les activités de Buzzard, facteurs en partie atténués par l'augmentation de la production de Golden Eagle. En Libye, la production continue de se ressentir de l'agitation politique; en effet, après une reprise temporaire de la production au début du trimestre, celle-ci a de nouveau été interrompue en novembre, et le moment du retour aux activités normales demeure incertain.

Au quatrième trimestre de 2015, des travaux de maintenance planifiés pour le secteur Raffinage et commercialisation ont été réalisés à la raffinerie de Montréal. Le taux d'utilisation moyen des raffineries a diminué pour s'établir à 93 % au quatrième trimestre, comparativement à 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de travaux non planifiés à la raffinerie d'Edmonton et d'une baisse de la demande de distillat dans l'Ouest canadien.

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Mise à jour concernant notre stratégie

Après la clôture du quatrième trimestre de 2015, Suncor et COS ont conclu une convention de soutien de l'offre de Suncor visant l'achat de la totalité des actions de COS à raison de 0,28 action de Suncor pour chaque action de COS. L'offre a reçu le soutien du conseil d'administration des deux sociétés, et prendra fin le 5 février 2016. La transaction a été évaluée à environ 6,6 G\$, compte tenu de la dette de COS estimée à 2,4 G\$, à la date de la convention.

« Nous sommes heureux que le conseil de COS soutienne notre offre, a indiqué Steve Williams. Nous sommes d'avis qu'en augmentant notre participation directe, nous pouvons, en travaillant de concert avec l'exploitant, améliorer réellement le rendement de Syncrude et ainsi créer de la valeur pour nos actionnaires. »

Suncor reste déterminée à augmenter la valeur pour l'actionnaire et à réaliser une croissance rentable à long terme pour ses actifs de base, tout en conservant un solide bilan. Outre l'offre faite aux actionnaires de COS, la Société a aussi conclu l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de sables pétrolifères de Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd., contre 360 M\$. La quote-part de Suncor dans le projet est désormais de 50,8 %.

Afin de conserver son solide bilan et sa flexibilité, Suncor a réduit ses prévisions de dépenses en immobilisations pour 2016, les ramenant dans une fourchette de 6,0 G\$ à 6,5 G\$, comparativement à la fourchette de 6,7 G\$ à 7,3 G\$ établie en novembre de 2015. La réduction des dépenses en immobilisations ne devrait pas avoir d'incidence sur les cibles de production à court terme de la Société.

L'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge a démarré au cours du quatrième trimestre de 2015. 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.

Au cours du trimestre, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un nouveau plan d'action sur le changement climatique, qui comprend un régime d'établissement du prix du carbone combiné à un plafond des émissions globales pour les sables pétrolifères. Le plan d'action permet d'établir avec plus de certitude les coûts futurs associés aux gaz à effet de serre (GES), que devra assumer Suncor, alors que la limite imposée sur le plan des émissions obligera les sociétés d'exploitation de sables pétrolifères à ne mettre en valeur que les projets les plus rentables et les plus efficaces.

Le gouvernement de l'Alberta a procédé à l'examen des redevances pétrolières et gazières de la province. Après la clôture de l'exercice, un nouveau système de redevances a été annoncé. Il prévoit le maintien aux taux actuels des redevances sur les sables pétrolifères, et assurera une plus grande transparence concernant l'information sur les redevances.

Secteur Sables pétrolifères

Au cours du quatrième trimestre de 2015, Suncor a effectué de façon sécuritaire les travaux de maintenance planifiés portant sur l'installation de cokéfaction, la tour sous vide et l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 2.

Les projets *in situ* ont continué de viser en priorité la construction d'une plateforme de puits en vue de soutenir les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River et les activités de désengorgement efficaces ont été réalisées avec succès à Firebag, entraînant une augmentation de la capacité nominale de 180 000 b/j à 203 000 b/j.

Coentreprises de Sables pétrolifères

Le projet Fort Hills se déroule selon les délais prévus; la construction était achevée à plus de 50 % à la fin du quatrième trimestre. Les dépenses au cours du trimestre ont visé les études techniques, l'approvisionnement, la fabrication de modules et la construction du site. Ce projet devrait procurer aux installations de Suncor environ 91 000 b/j de bitume à la suite de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet au cours du quatrième trimestre. Les premiers barils de pétrole sont attendus au quatrième trimestre de 2017, et la capacité devrait augmenter pour atteindre 90 % dans les 12 mois suivants.

Exploration et production

La construction du projet Hebron s'est poursuivie au quatrième trimestre de 2015 et les premiers barils de pétrole sont attendus à la fin de 2017. Le 1^{er} janvier 2016, la participation directe de Suncor dans le projet Hebron a été ramenée de 22,7 % à 21,0 % par suite d'une réévaluation, Suncor devant être remboursée pour les coûts engagés jusqu'au 31 décembre 2015.

Le forage de développement à Golden Eagle s'est poursuivi tout au long du quatrième trimestre. 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.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Résultat net	(2 007)	84	(1 995)	2 699
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	382	302	1 930	722
Pertes de valeur ²⁾	1 599	—	1 599	1 238
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	—	17	—
Profit sur une cession importante ⁴⁾	—	—	(68)	(61)
Charges de restructuration ⁵⁾	—	—	57	—
Produit d'assurance ⁶⁾	—	—	(75)	—
Réévaluation des réserves ⁷⁾	—	—	—	(32)
Charge d'impôt ⁸⁾	—	—	—	54
Résultat d'exploitation ¹⁾	(26)	386	1 465	4 620

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Perte de valeur après impôt de 798 M\$ de certains actifs extracôtiers du secteur E&P en raison d'une baisse des prix du pétrole brut, de 415 M\$ des actifs de la Société en Libye (297 M\$ au deuxième trimestre de 2014), de 290 M\$ de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn (718 M\$ au deuxième trimestre de 2014) et de 96 M\$ de certains actifs du secteur Sables pétrolifères à la suite d'un examen des possibilités de réaffectation en raison d'une révision des stratégies de croissance au quatrième trimestre de 2015 (223 M\$ au deuxième trimestre de 2014).
- 3) Ajustements de l'impôt différé de la Société de 406 M\$ découlant d'une baisse de 12 % du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord au premier trimestre de 2015 et de 423 M\$ découlant d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- 4) Profit après impôt lié à la vente des actifs de gaz naturel de Wilson Creek du secteur E&P de la Société au troisième trimestre de 2014 et du profit après impôt lié à la vente de la quote-part revenant à la Société de certains actifs et passifs de Pioneer Energy du secteur Raffinage et commercialisation au deuxième trimestre de 2015.
- 5) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts pour le secteur Siège social inscrites au premier trimestre de 2015.
- 6) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation enregistré au premier trimestre de 2015 et visant les actifs de Terra Nova dans le secteur E&P.
- 7) Réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole à recevoir enregistré au deuxième trimestre de 2014 relativement à une participation que Suncor détenait auparavant dans un actif norvégien.
- 8) Représente une charge d'impôt exigible et une charge d'intérêts connexe comptabilisées au troisième trimestre de 2014 se rapportant au 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.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé à la baisse ses prévisions de dépenses en immobilisations pour l'exercice 2016, ramenant à une fourchette de 6,0 G\$ à 6,5 G\$ ses prévisions d'une fourchette de 6,7 G\$ à 7,3 G\$ publiées le 17 novembre 2015, en partie en raison du report en 2017 des travaux de maintenance planifiés à Firebag.

Les hypothèses relatives aux prévisions pour l'exercice 2016 au complet présentées ci-après ont aussi été révisées : le Brent à Sullom Voe est passé de 55 \$ US/b à 40 \$ US/b; le WTI à Cushing est passé de 50 \$ US/b à 39 \$ US/b; le WCS à Hardisty est passé de 35 \$ US/b à 26 \$ US/b; et le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain est passé de 0,75 \$ à 0,70 \$. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions révisées de Suncor pour 2016, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

Conversion des mesures

Dans le présent rapport, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du présent document.

RAPPORT DE GESTION DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Le 3 février 2016

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 de Suncor datée du 26 février 2015 (la « notice annuelle de 2014 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à www.sedar.com, à www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales et à ses participations dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

Table des matières

1. Mises en garde	5
2. Faits saillants du quatrième trimestre	6
3. Information financière consolidée	7
4. Résultats sectoriels et analyse	12
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	22
6. Situation financière et situation de trésorerie	24
7. Données financières trimestrielles	27
8. Autres éléments	28
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	29
10. Abréviations courantes	34
11. Énoncés prospectifs	35

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie en conformité avec les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board, laquelle s'inscrit dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, sauf indication contraire. Certains montants relatifs à l'exercice précédent présentés à l'état consolidé du résultat global ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice écoulé.

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 (le « RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les flux de trésorerie disponibles et les stocks selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les flux de trésorerie d'exploitation, le RCI et les flux de trésorerie disponibles sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Facteurs de risque et information prospective

Les résultats financiers et d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs qui sont décrits à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent document. Le présent document contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Cette information est fournie dans le but d'aider les lecteurs à comprendre les plans futurs et les attentes de la

Société, et elle pourrait ne pas convenir à d'autres fins. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent document.

Conversions des mesures

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

Abréviations courantes

Pour obtenir une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent document, se reporter à la rubrique « Abréviations courantes ».

2. FAITS SAILLANTS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du quatrième trimestre.

- La Société a inscrit une perte nette de 2,007 G\$ pour le quatrième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 84 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La perte nette du quatrième trimestre de 2015 tient compte de charges de dépréciation de 1,599 G\$ et d'une perte de change latente après impôt de 382 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte de l'incidence d'une perte de change latente après impôt de 302 M\$.
- La Société a inscrit une perte d'exploitation¹⁾ de 26 M\$ au quatrième trimestre de 2015, y compris une perte de 77 M\$ liée à la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), tandis qu'elle avait inscrit un bénéfice d'exploitation de 386 M\$, y compris une perte de 372 M\$ liée à la méthode du PEPS, au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est attribuable à la baisse des prix obtenus pour du pétrole brut, partiellement contrebalancée par le contexte de prix favorable en aval, par l'augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères, par la diminution des redevances ainsi que par la baisse des charges d'exploitation par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les flux de trésorerie d'exploitation¹⁾ se sont établis à 1,294 G\$ au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 1,492 G\$ au quatrième trimestre de 2014. Cette baisse est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation. Les flux de trésorerie disponibles¹⁾ se sont établis à 139 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2015, comparativement à 2,097 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2014.
- Le RCI¹⁾ (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, et il a évolué de manière défavorable tout au long de 2015 en raison de la baisse généralisée du prix du brut, laquelle a toutefois été compensée par la diminution des charges d'exploitation et par le solide rendement dégagé par les activités en aval. Abstraction faite de l'incidence des pertes de valeur inscrites au quatrième trimestre de 2015, le RCI s'est établi à 4,2 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2015.
- **Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé un bénéfice d'exploitation de 498 M\$ pour le trimestre grâce notamment à l'augmentation des marges de raffinage en aval qui a découlé des importants écarts liés à l'emplacement.** 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.
- **Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères¹⁾ de 28,00 \$/b en moyenne pour le trimestre, en comparaison de 34,45 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.** L'accroissement de la production, la mise en œuvre continue des mesures de réduction des coûts, la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés et la baisse des prix du gaz naturel ont donné lieu à une diminution de 19 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **La solide production tirée du secteur Sables pétrolifères témoigne de l'engagement soutenu de Suncor envers le maintien d'une gestion rigoureuse et d'une fiabilité au chapitre de l'exploitation.** La production du secteur Sables pétrolifères s'est élevée à 439 700 b/j, en hausse de 14 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, une production *in situ* record de 233 300 b/j ayant été enregistrée pour le trimestre.

1) Le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le RCI et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

- **La capacité nominale de Firebag a augmenté, passant de 180 000 b/j à 203 000 b/j.** Des activités de désengorgement efficaces ont été menées à bien à Firebag, une cadence de production soutenue de plus de 180 000 b/j ayant été enregistrée en 2015.
- **Suncor Énergie et Canadian Oil Sands Limited (« COS ») ont conclu une convention de soutien de l'offre de Suncor d'acquiescer la totalité des actions de COS.** Après la clôture du quatrième trimestre de 2015, Suncor a conclu avec COS une convention de soutien de son offre d'acquiescer la totalité des actions de COS, à raison de 0,28 action de Suncor pour chaque action de COS. La transaction a été évaluée à 6,6 G\$ au moment de la conclusion de la convention.
- **Quasi-achèvement des études techniques détaillées à Fort Hills.** Les travaux de construction étaient achevés à plus de 50 % à la clôture du quatrième trimestre, et les premiers barils de pétrole sont attendus au quatrième trimestre de 2017. De plus, la Société a mené à bien l'acquisition d'une participation supplémentaire de 10 % dans le projet.
- **Suncor a continué de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.** La Société a maintenu une solide situation financière et versé à ses actionnaires des dividendes de 419 M\$ au quatrième trimestre de 2015.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Résultat net				
Sables pétrolifères	(616)	180	(856)	1 776
Exploration et production	(1 263)	198	(758)	653
Raffinage et commercialisation	498	173	2 266	1 692
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(626)	(467)	(2 647)	(1 422)
Total	(2 007)	84	(1 995)	2 699
Résultat d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	(230)	180	(111)	2 771
Exploration et production	(50)	198	7	857
Raffinage et commercialisation	498	173	2 234	1 692
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(244)	(165)	(665)	(700)
Total	(26)	386	1 465	4 620
Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	467	875	2 835	5 400
Exploration et production	257	401	1 386	1 909
Raffinage et commercialisation	596	240	2 872	2 178
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(26)	(24)	(287)	(429)
Total	1 294	1 492	6 806	9 058
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Maintien	952	823	2 602	3 014
Croissance	949	970	3 618	3 516
Total	1 901	1 793	6 220	6 530

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	139	2 097

1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat d'exploitation fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

2) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	470,6	419,3	463,4	421,9
Exploration et production (kbep/j)	112,3	138,3	114,4	113,0
Total	582,9	557,6	577,8	534,9
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	99/1	99/1	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	93	95	94	93
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	430,2	440,8	432,1	427,5

Résultat net

La Société a inscrit 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. Pour l'ensemble de l'exercice, elle a inscrit une perte nette de 1,995 G\$, en comparaison d'un bénéfice net de 2,699 G\$ pour l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits plus loin. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes 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\$ au titre de White Rose, de 331 M\$ au titre de Golden Eagle, de 54 M\$ au titre de Terra Nova et de 54 M\$ au titre de Ballicatters, en raison de la baisse des prix du pétrole brut, et de 290 M\$ au titre de sa participation dans le projet minier Joslyn, en raison de l'incertitude entourant le moment de la mise en œuvre des plans de mise en valeur. De plus, une charge de décomptabilisation de 96 M\$ a été inscrite par 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 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 et de 1,930 G\$ pour les 12 mois de 2015, en comparaison de 302 M\$ pour le quatrième trimestre de 2014 et de 722 M\$ pour les 12 mois de 2014.
- 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.
- Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a réduit 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 une diminution non récurrente de 406 M\$ de l'impôt différé.
- 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 Exploration et production (« 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, Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P »), exploitant du projet minier Joslyn, la Société et les autres copropriétaires du projet ont convenu de réduire certaines activités de mise en valeur afin de se concentrer sur les études techniques et d'ainsi optimiser davantage le plan de mise en valeur 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.
- 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.

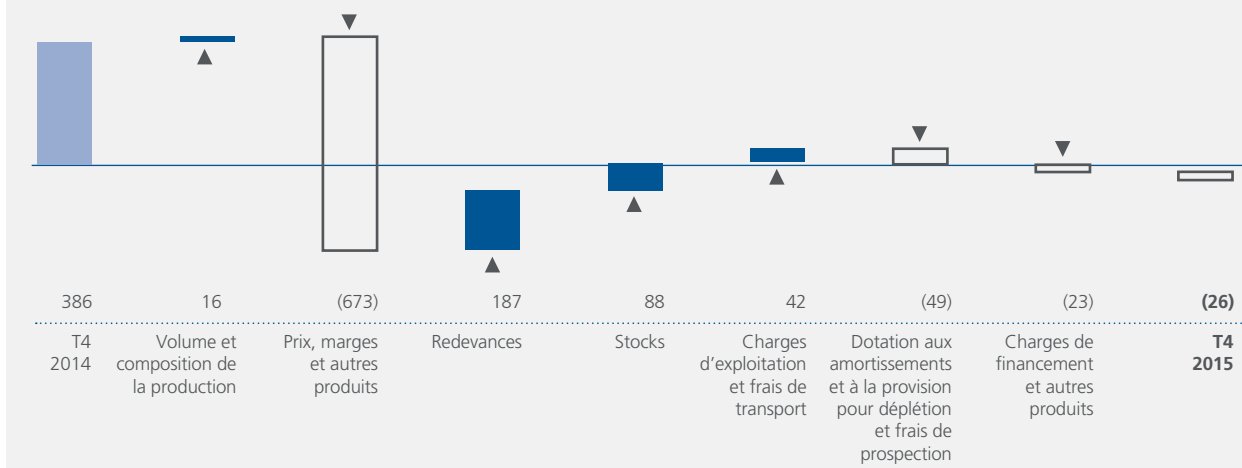
Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾²⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Résultat net	(2 007)	84	(1 995)	2 699
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	382	302	1 930	722
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	17	—
Profit sur une cession importante	—	—	(68)	(61)
Charges de restructuration	—	—	57	—
Produit d'assurance	—	—	(75)	—
Pertes de valeur	1 599	—	1 599	1 238
Réévaluation des réserves	—	—	—	(32)
Charge d'impôt	—	—	—	54
Résultat d'exploitation¹⁾	(26)	386	1 465	4 620

1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

2) Se reporter à l'analyse portant sur le résultat net ci-dessus pour plus de précisions sur les ajustements.

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



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Suncor a inscrit une perte d'exploitation consolidée de 26 M\$ pour le quatrième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 386 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement 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 compensé par le contexte de prix favorable en aval, par l'augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères, par la diminution des redevances qui a découlé de la baisse des prix du pétrole brut et par la baisse des charges d'exploitation par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Pour les 12 mois de 2015, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 1,465 G\$, en comparaison de 4,620 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à l'importante diminution des prix obtenus en amont qu'a entraînée la baisse des cours de référence du brut, partiellement contrebalancée par la solide production dégagée par le secteur Sables pétrolifères grâce à la fiabilité améliorée des installations, une baisse des charges d'exploitation et les prix élevés en aval.

Charge (produit) de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Sables pétrolifères	17	(3)	67	64
Exploration et production	2	—	8	11
Raffinage et commercialisation	9	—	39	37
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	31	(4)	120	139
Total de la charge (du produit) de rémunération fondée sur des actions	59	(7)	234	251

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a augmenté pour s'établir à 59 M\$ pour le quatrième trimestre de 2015, tandis qu'un produit de 7 M\$ avait été inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la hausse du cours de l'action de la Société enregistrée au quatrième trimestre de 2015, comparativement à une baisse au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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 des trimestres clos les		Moyenne des périodes de	
		2015	31 décembre 2014	12 mois closes les	31 décembre 2014
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	42,15	73,15	48,75	93,00
Pétrole brut Brent ICE à Sullom Voe	\$ US/b	44,70	77,00	53,60	99,50
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	10,35	10,05	9,50	13,70
MSW à Edmonton	\$ CA/b	53,55	75,95	57,60	94,85
WCS à Hardisty	\$ US/b	27,70	58,90	35,25	73,60
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,50	14,25	13,50	19,40
Condensat à Edmonton	\$ US/b	41,65	70,55	47,35	92,95
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,45	3,60	2,65	4,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	21,20	30,55	33,40	49,65
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,60	16,15	19,70	19,65
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,90	14,40	18,50	17,40
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	17,90	12,45	25,15	20,15
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	11,05	10,15	18,35	16,50
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,75	0,88	0,78	0,91
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,72	0,86	0,72	0,86

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. Les prix obtenus au quatrième trimestre de 2015 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont subi l'incidence négative de la baisse du prix du WTI, qui est passé de 73,15 \$ US/b au quatrième trimestre de 2014 à 42,15 \$ US/b, incidence contrebalancée en partie par une diminution de l'écart de prix du pétrole brut synthétique par rapport au WTI. Suncor produit du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours 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 pour passer respectivement de 75,95 \$ US/b et de 58,90 \$ US/b au quatrième trimestre de 2014 à 53,55 \$ US/b et à 27,70 \$ US/b au quatrième trimestre de 2015, ce qui a donné lieu à une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant ou à du pétrole brut synthétique 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 cours de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton) et du pétrole brut synthétique. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent. Le cours du pétrole brut Brent a diminué pour s'établir en moyenne à 44,70 \$ US/b au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 77,00 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le prix du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolières de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,45 \$ le kpi³ au quatrième trimestre de 2015, en baisse comparativement à 3,60 \$ le kpi³ au quatrième trimestre de 2014.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage 3-2-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix 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 en brut, tandis que les marges de raffinage réelles sont établies d'après la méthode PEPS, selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée, traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode du PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte du contexte de hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. 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.

Le surplus d'électricité produit par le secteur Sables pétrolières 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 du réseau commun d'énergie de l'Alberta a diminué pour s'établir en moyenne à 21,20 \$/MWh au quatrième trimestre de 2015, comparativement à 30,55 \$/MWh au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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 cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci. La majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Au quatrième trimestre de 2015, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 0,88 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 0,75 \$ US pour un dollar canadien, ce qui a eu une incidence favorable sur les prix obtenus par la Société au quatrième trimestre.

Suncor détient également des actifs et des passifs, notamment la majeure partie de sa dette, qui 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.

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

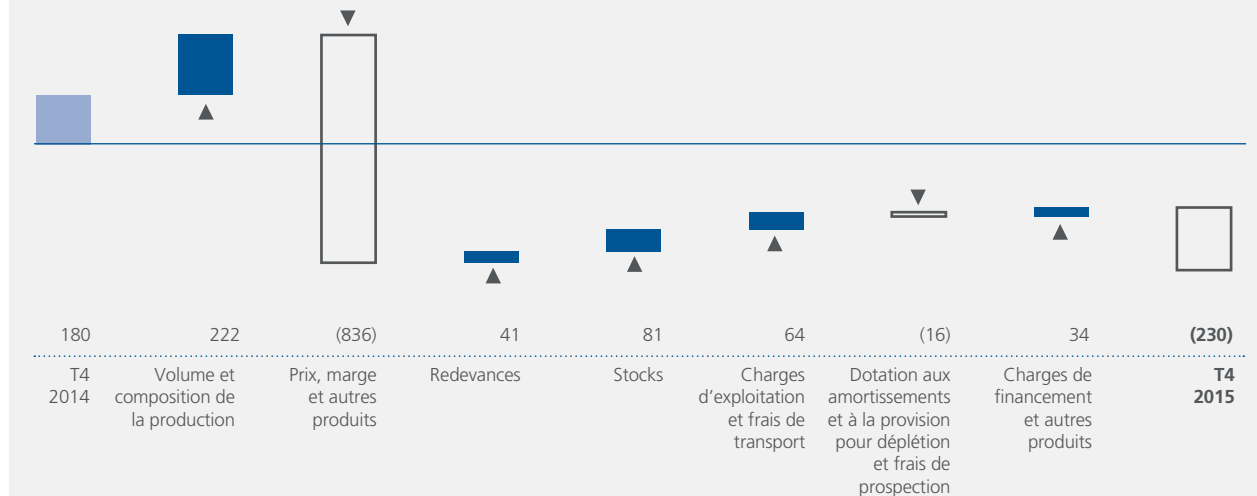
(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Produits bruts	2 017	2 838	9 332	14 561
Moins les redevances	(10)	(107)	(114)	(982)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 007	2 731	9 218	13 579
Résultat net	(616)	180	(856)	1 776
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	—	—	359	—
Charge d'impôt	—	—	—	54
Perte de valeur liée au projet minier Joslyn et à d'autres actifs ²⁾	386	—	386	941
Résultat d'exploitation ³⁾	(230)	180	(111)	2 771
<i>Sables pétrolières</i>	<i>(231)</i>	<i>182</i>	<i>(33)</i>	<i>2 696</i>
<i>Coentreprises des Sables pétrolières</i>	<i>1</i>	<i>(2)</i>	<i>(78)</i>	<i>75</i>
Flux de trésorerie d'exploitation ³⁾	467	875	2 835	5 400

1) Ajustement de l'impôt différé de la Société résultant d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.

2) Pertes de valeur après impôt de 290 M\$ à l'égard de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn et de 96 M\$ à l'égard de certains actifs du secteur Sables pétrolières.

3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

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



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 231 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 182 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, 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.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 1 M\$, comparativement à une perte d'exploitation de 2 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des charges d'exploitation et la baisse des redevances, partiellement contrebalancées par la diminution des prix obtenus et le fléchissement de la production.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	292,2	276,3	320,1	289,1
Bitume non valorisé	147,5	107,9	113,5	101,8
Sables pétrolifères	439,7	384,2	433,6	390,9
Coentreprises des Sables pétrolifères	30,9	35,1	29,8	31,0
Total	470,6	419,3	463,4	421,9

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

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	100,2	75,5	107,0	99,7
Diesel	29,4	31,2	31,3	30,7
Pétrole brut synthétique sulfureux	154,2	152,7	182,5	158,9
Produits valorisés	283,8	259,4	320,8	289,3
Bitume non valorisé	136,3	110,2	107,7	101,4
Sables pétrolifères	420,1	369,6	428,5	390,7
Coentreprises des Sables pétrolifères	30,9	35,1	29,8	31,0
Total	451,0	404,7	458,3	421,7

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour s'établir à 439 700 b/j au quatrième trimestre de 2015, comparativement à 384 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est essentiellement attribuable à la fiabilité de l'exploitation de l'ensemble des installations, alors que les volumes de production du trimestre correspondant de l'exercice précédent rendaient compte des répercussions 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. Des travaux de maintenance planifiés ont été exécutés à l'égard d'installations de valorisation au quatrième trimestre de 2015.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 420 100 b/j au quatrième trimestre de 2015, en hausse par rapport à 369 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la production. La composition des ventes de pétrole brut synthétique reflète l'augmentation de la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux qui a résulté d'une diminution des travaux de maintenance planifiés au cours du trimestre. Les ventes du trimestre de l'exercice précédent rendaient compte de l'incidence des travaux de maintenance planifiés et non planifiés.

Une accumulation de stocks a été enregistrée au cours des deux trimestres. Toutefois, l'accumulation de stocks au quatrième trimestre de 2015 a eu une incidence relativement moins importante sur le résultat, en raison des prix plus faibles.

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.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	292,4	254,1	307,3	274,4
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	433,7	384,6	461,3	408,5
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,67	0,66	0,67	0,67
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	198,8	182,2	186,9	172,0
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	34,5	28,7	30,7	27,0
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	233,3	210,9	217,6	199,0
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,6	2,6	2,8
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,0	2,9	2,9	2,9

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières du secteur Sables pétrolifères – Activités de base s'est accrue pour s'établir en moyenne à 292 400 b/j au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 254 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse tient principalement à l'excellente fiabilité observée au quatrième trimestre de 2015.

La production de bitume tirée des activités *in situ* a atteint un volume record, passant de 210 900 b/j au quatrième trimestre de 2014 à 233 300 b/j au quatrième trimestre de 2015. Cette augmentation s'explique surtout par les activités de désengorgement efficaces qui ont été menées à Firebag et par l'excellent rendement des puits intercalaires. En date du 1^{er} janvier 2016, la capacité nominale de Firebag a été portée de 180 000 b/j à 203 000 b/j, une production soutenue de plus de 180 000 b/j ayant été enregistrée en 2015. À MacKay River, la production a augmenté pour s'établir à 34 500 b/j au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 28 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la production supplémentaire qui a découlé du projet de désengorgement.

Le ratio vapeur-pétrole a augmenté au quatrième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, passant de 2,6 à 2,7 à Firebag et de 2,9 à 3,0 à MacKay River, en raison des injections de vapeur supplémentaires qui ont été requises pour la mise en service de nouveaux puits.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	60,86	88,78	66,00	109,02
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	32,93	61,68	41,58	76,66
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	41,55	69,51	49,46	87,46
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(14,77)	(13,57)	(12,91)	(15,28)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	57,37	81,85	61,55	99,32
Syncrude, par rapport au WTI	1,06	(1,23)	(0,83)	(3,42)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour se chiffrer à 41,55 \$/b au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 69,51 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul résulte principalement de la baisse des cours de référence, partiellement contrebalancée par les taux de change favorables.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des prix du bitume, partiellement contrebalancée par la hausse de la production.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont été moins élevés au quatrième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'incidence des mesures de réduction des coûts, par la diminution du volume de travaux de maintenance non planifiés et par la baisse des prix du gaz naturel. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des charges d'exploitation décaissées » ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et les coûts non liés à la production du secteur Sables pétrolifères. Les frais de transport du quatrième trimestre de 2015 ont été supérieurs à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement des coûts qui ont résulté de l'accroissement du volume des ventes.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au quatrième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de 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*.

Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 317	1 451	5 220	5 940
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(118)	(153)	(471)	(593)
Coûts non liés à la production ²⁾	(68)	(49)	(279)	(340)
Autres ³⁾	1	(31)	(63)	(187)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères	1 132	1 218	4 407	4 820
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	28,00	34,45	27,85	33,80

- 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 « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai.
- 3) Le poste « Autres » rend compte de l'incidence des variations de l'évaluation des stocks et des produits d'exploitation liés à la capacité excédentaire, principalement l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 28,00 \$ au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 34,45 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'accroissement des volumes de production conjugué à l'incidence des mesures de réduction des coûts, de la diminution du volume de travaux de maintenance non planifiés et de la baisse du coût d'approvisionnement en gaz naturel. Les charges d'exploitation décaissées totales ont diminué, en dépit d'une augmentation de la production, pour s'établir à 1,132 G\$, en comparaison de 1,218 G\$ au quatrième trimestre de 2014.

Au quatrième trimestre de 2015, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées, ont été plus élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions enregistrée au quatrième trimestre de 2015, partiellement contrebalancée par les mesures de réduction des coûts, y compris la diminution des dépenses discrétionnaires, la baisse des charges associées à un swap sur gaz conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai et la baisse des coûts associés aux activités destinées à soutenir la croissance future.

Les autres facteurs, qui sont également exclus des charges d'exploitation décaissées, ont diminué au quatrième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'incidence des variations des stocks et de la baisse des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération par suite de la diminution des prix de l'électricité.

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.

Acquisition de Fort Hills

Au cours du quatrième trimestre de 2015, la Société 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 d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills. La participation directe de Suncor dans le projet s'établit maintenant à 50,8 %.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

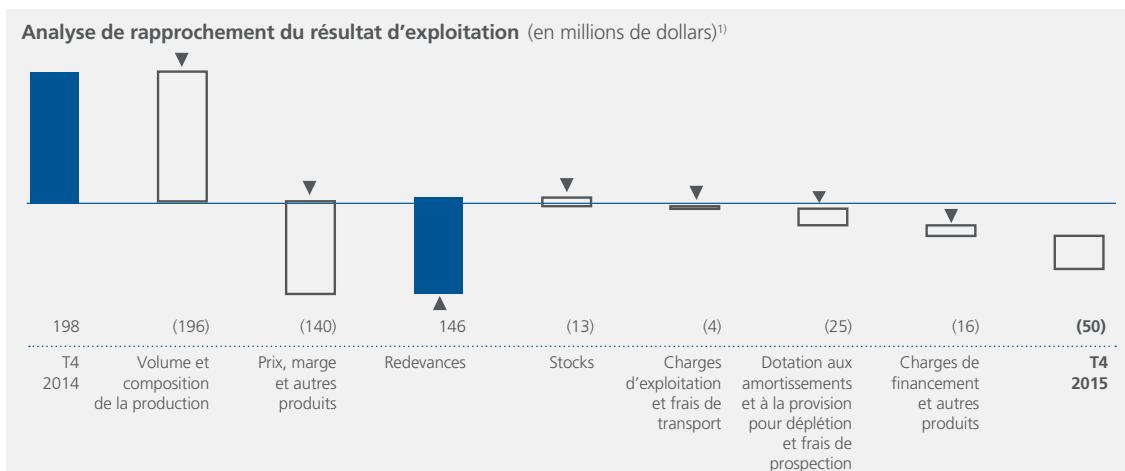
(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Produits bruts	505	1 078	2 612	4 715
Moins les redevances	(33)	(203)	(267)	(672)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	472	875	2 345	4 043
Résultat net	(1 263)	198	(758)	653
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :				
Pertes de valeur ¹⁾	1 213	—	1 213	297
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(373)	—
Produit d'assurance ³⁾	—	—	(75)	—
Profit sur cessions importantes	—	—	—	(61)
Réévaluation des réserves	—	—	—	(32)
Résultat d'exploitation ⁴⁾	(50)	198	7	857
<i>E&P Canada</i>	(9)	85	(14)	502
<i>E&P International</i>	(41)	113	21	355
Flux de trésorerie d'exploitation ⁴⁾	257	401	1 386	1 909

1) Perte de valeur après impôt de 798 M\$ comptabilisée à l'égard de certains actifs extracôtiers du secteur E&P par suite de la diminution des prix du pétrole brut et perte de valeur après impôt de 415 M\$ (297 M\$ au deuxième trimestre de 2014) comptabilisée à l'égard des actifs de la Société en Libye.

2) Ajustements de l'impôt différé de la Société résultant d'une réduction de 12 % du taux d'imposition du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord au premier trimestre de 2015 et d'une augmentation de 2 % du taux d'imposition des sociétés de l'Alberta au deuxième trimestre de 2015.

3) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova comptabilisé au premier trimestre de 2015.

4) Mesures financières hors PCGR. Se reporter également à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur E&P a inscrit une perte d'exploitation de 50 M\$ au quatrième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 198 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

E&P Canada a inscrit une perte d'exploitation de 9 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 85 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à la baisse des prix obtenus et à la diminution de la production.

E&P International a inscrit une perte d'exploitation de 41 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 113 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution des prix obtenus et du fléchissement de la production à Buzzard, en partie contrebalancés par la production supplémentaire tirée de Golden Eagle.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	13,1	24,0	13,5	17,3
Hibernia (kb/j)	15,6	20,8	18,1	23,1
White Rose (kb/j)	14,8	13,3	12,2	14,6
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	3,1	2,4	3,2	3,6
	46,6	60,5	47,0	58,6
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	45,5	54,0	49,8	47,1
Golden Eagle (kbep/j)	17,7	2,2	14,8	0,6
Royaume-Uni (kbep/j)	63,2	56,2	64,6	47,7
Libye (kb/j)	2,5	21,6	2,8	6,7
	65,7	77,8	67,4	54,4
Production totale (kbep/j)	112,3	138,3	114,4	113,0
Composition (liquides/gaz) (%)	96/4	97/3	96/4	97/3

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 46 600 bep/j au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 60 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse tient principalement à la déplétion naturelle attendue à Terra Nova et à Hibernia, ainsi qu'aux travaux de révision planifiés exécutés à Hibernia et aux travaux de maintenance non planifiés menés à Terra Nova.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 65 700 bep/j au quatrième trimestre de 2015, contre 77 800 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est principalement attribuable à la cessation

presque complète de la production en Libye, ainsi qu'à la diminution de la production à Buzzard enregistrée en raison des contraintes de transport sur le réseau de pipelines destinés à l'exportation qui ont été occasionnées par les travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard de l'un des terminaux. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'accroissement de la production à Golden Eagle, où les taux de production ont atteint un sommet au quatrième trimestre de 2015. Quant à la production en Libye, elle a repris temporairement au début du trimestre, puis a cessé de nouveau au mois de novembre. La production en Libye subit 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.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	49,48	78,51	61,78	105,98
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	1,03	3,42	1,78	4,49
E&P International (\$/bep)	52,68	82,27	61,44	104,12

Les prix obtenus pour le pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont diminué au quatrième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse des cours de référence du Brent, en partie compensée par l'incidence des taux de change favorables.

Redevances

Les redevances ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement du fléchissement de la production et de la baisse des prix obtenus.

Stocks

L'accumulation de stocks enregistrée au quatrième trimestre de 2015 a été légèrement plus importante que celle observée au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du moment de l'arrivée des pétroliers-navettes sur la côte Est du Canada.

Charges et autres facteurs

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été plus élevés au quatrième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'accroissement de la production tirée de Golden Eagle.

Travaux de maintenance planifiés

Des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines devraient débuter à Terra Nova 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

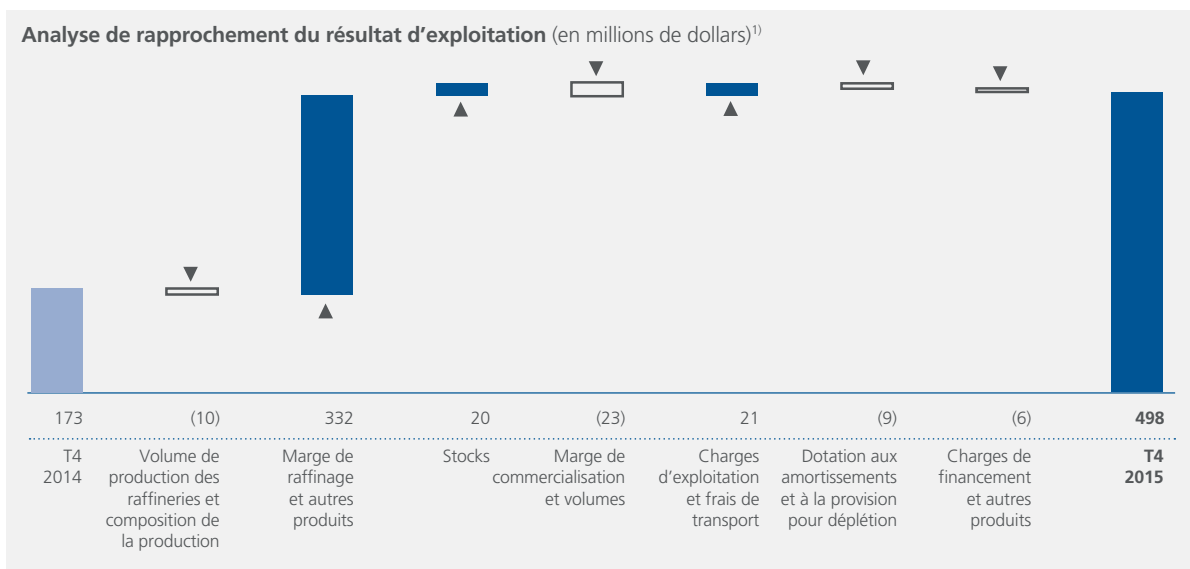
Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Produits d'exploitation	4 442	6 056	19 826	26 627
Résultat net	498	173	2 266	1 692
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	—	—	36	—
Profit sur une cession importante ²⁾	—	—	(68)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	498	173	2 234	1 692
Activités de raffinage et d'approvisionnement	424	78	1 864	1 385
Activités de commercialisation	74	95	370	307
Flux de trésorerie d'exploitation ³⁾	596	240	2 872	2 178

1) Ajustement de l'impôt différé de la Société résultant d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta promulguée au deuxième trimestre de 2015.

2) Profit après impôt lié à la vente de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy dans le secteur Raffinage et commercialisation au deuxième trimestre de 2015.

3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur Raffinage et approvisionnement a inscrit un bénéfice d'exploitation de 424 M\$ pour le quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 78 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation enregistrée au quatrième trimestre de 2015 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 découlant de 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.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 74 M\$ pour le quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 95 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des volumes de ventes en gros qui a découlé de la baisse de la demande.

Volumes

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	208,0	201,0	208,1	199,2
Ouest de l'Amérique du Nord	222,2	239,8	224,0	228,3
Total	430,2	440,8	432,1	427,5
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	94	91	94	90
Ouest de l'Amérique du Nord	93	100	93	95
Total	93	95	94	93
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	243,8	247,4	246,2	243,4
Distillat	187,0	211,6	198,0	199,7
Autres	70,4	89,2	79,1	88,6
Total	501,2	548,2	523,3	531,7

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

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. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 208 000 b/j au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 201 000 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement 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, en partie contrebalancée par les 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. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a diminué pour s'établir à 222 200 b/j au quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 239 800 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent, en raison surtout de travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés à la raffinerie d'Edmonton.

Les ventes totales se sont chiffrées à 501 200 b/j au quatrième trimestre de 2015, en baisse par rapport à celles de 548 200 b/j enregistrées au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse de la demande pour les distillats.

Prix et marges

Les marges des produits raffinés du secteur Raffinage et approvisionnement ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2015 qu'au quatrième trimestre de 2014, et elles tiennent compte principalement de ce qui suit :

- Au quatrième trimestre de 2015, l'incidence de l'évaluation des stocks par Suncor selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS¹⁾, s'est traduite par une baisse du résultat d'exploitation d'environ 77 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une baisse du résultat d'exploitation d'environ 372 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une hausse globale du résultat d'exploitation de 295 M\$ entre les deux trimestres.
- 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.
- Les marges de craquage de référence ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2015 qu'au quatrième trimestre de 2014, en raison de la diminution des marges de craquage sur les distillats, contrebalancée par l'augmentation des marges de craquage sur l'essence.
- Les marges de commercialisation ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse de la demande dans l'Ouest de l'Amérique du Nord, partiellement compensée par l'augmentation des marges sur les lubrifiants.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution des charges liées à la remise en état environnementale, de la baisse des coûts de maintenance et de l'incidence des mesures de réduction des coûts, en partie contrebalancées par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions. La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation a augmenté en raison de l'accroissement de la valeur des actifs, tandis que les frais de transport n'ont pratiquement pas varié par rapport au quatrième trimestre de 2014.

1) La méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Résultat net	(626)	(467)	(2 647)	(1 422)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	382	302	1 930	722
Charges de restructuration ¹⁾	—	—	57	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(5)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	(244)	(165)	(665)	(700)
Énergie renouvelable	13	15	56	78
Négociation de l'énergie	(13)	(13)	36	66
Siège social	(249)	(222)	(799)	(850)
Éliminations	5	55	42	6
Flux de trésorerie d'exploitation ³⁾	(26)	(24)	(287)	(429)

1) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts pour le secteur Siège social.

2) Ajustement de l'impôt différé de la Société résultant d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.

3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	124	122	407	411
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	111	109	418	412

Au quatrième trimestre de 2015, les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 13 M\$, ce qui se rapproche de celui enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice du quatrième trimestre de 2015 rend compte de la contribution des projets éoliens Cedar Point et Adelaide, qui sont entrés en production au cours de l'exercice, contribution en partie contrebalancée par la cession du projet éolien Kent Breeze de Suncor et de sa participation dans le projet éolien Wintering Hills.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie se sont soldées par une perte d'exploitation de 13 M\$ au quatrième trimestre de 2015, ce qui correspond à la perte d'exploitation inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Siège social

Le siège social a inscrit une perte d'exploitation de 249 M\$ pour le quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 222 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions, en partie contrebalancée par la diminution de l'ensemble des dépenses qui a découlé des mesures de réduction des coûts. Au quatrième trimestre de 2015, la Société a incorporé une tranche de 129 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 107 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique par la progression continue 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 du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et approvisionnement. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au quatrième trimestre de 2015, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 5 M\$ qui avait été précédemment éliminé, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 55 M\$ au quatrième trimestre de 2014.

5. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Sables pétrolifères	1 267	954	4 181	3 826
Exploration et production	375	449	1 459	1 819
Raffinage et commercialisation	356	379	821	1 021
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	32	118	206	295
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	2 030	1 900	6 667	6 961
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(129)	(107)	(447)	(431)
	1 901	1 793	6 220	6 530

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le			Période de 12 mois close le		
	Maintien	Croissance	31 décembre 2015 Total	Maintien	Croissance	31 décembre 2015 Total
Sables pétrolifères	585	596	1 181	1 757	2 124	3 881
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	461	98	559	1 056	261	1 317
<i>Activités in situ</i>	107	3	110	603	19	622
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	17	495	512	98	1 844	1 942
Exploration et production	6	332	338	20	1 305	1 325
Raffinage et commercialisation	338	15	353	766	44	810
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	23	6	29	59	145	204
	952	949	1 901	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, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures qui sont nécessaires pour soutenir la croissance de la production, iv) de nouvelles réserves ou une variation favorable du profil des réserves de la Société dans le secteur E&P, ou v) l'accroissement de la marge, par une augmentation des produits des activités ordinaires ou une réduction des charges.
- 3) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur E&P, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation.

Pour le quatrième trimestre de 2015, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,901 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du quatrième trimestre de 2015 ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en

raison principalement de la hausse des dépenses qu'a engendrée l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet Fort Hills. Les activités menées au quatrième trimestre de 2015 comprennent celles décrites ci-après.

Sables pétrolifères

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 559 M\$ au quatrième trimestre de 2015. De ce montant, des tranches de 461 M\$ et de 98 M\$ ont été affectées respectivement aux activités de maintien et aux activités de croissance. Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les dépenses liées au programme de travaux de maintenance d'envergure planifiés, notamment les travaux de maintenance portant sur une unité sous vide et des installations de cokéfaction de l'usine de valorisation 2 qui ont été achevés au quatrième trimestre de 2015, ainsi que les dépenses liées à l'achat de camions miniers et les dépenses liées à certains travaux entrepris pour assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations. Les dépenses de croissance 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 et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 110 M\$. De ce montant, une tranche de 107 M\$ a été affectée aux activités de maintien. Les dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées à la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Coentreprises des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 512 M\$. Des dépenses en immobilisations de croissance de 495 M\$ ont été affectées principalement aux travaux de construction liés au projet Fort Hills, lesquels étaient achevés à hauteur de plus de 50 % à la clôture du quatrième trimestre. Les dépenses engagées au cours du trimestre continuent d'être affectées notamment aux études techniques, aux activités d'approvisionnement, à la fabrication des modules et à la construction du site. 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 2015 en raison de l'augmentation de sa participation directe.

Les dépenses en immobilisations de maintien de 17 M\$ se composent de la quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations de maintien affectées aux activités de Syncrude.

Exploration et production

Les dépenses de croissance, qui se sont élevées à 332 M\$, ont été affectées principalement à la construction du projet Hebron, qui s'est poursuivie au quatrième trimestre de 2015, les premiers barils étant attendus à la fin de 2017. En date du 1^{er} janvier 2016, un réajustement de la participation directe de Suncor dans le projet Hebron a donné lieu à une diminution de la participation directe de Suncor, qui est passée de 22,7 % à 21,0 %. La Société se verra rembourser les coûts engagés au 31 décembre 2015. De plus, des travaux de forage de développement à Golden Eagle et des travaux de forage exploratoire en eaux profondes dans le bassin Shelburne, au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, ont commencé au quatrième trimestre et se poursuivront en 2016.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation, qui se sont élevées à 353 M\$, se rapportent principalement aux travaux de maintenance exécutés aux raffineries d'Edmonton et de Montréal afin de soutenir l'exploitation, ainsi qu'à un projet de remplacement de pipelines reliant la raffinerie de Denver.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 29 M\$ et se composent de dépenses liées aux technologies de l'information et aux projets de production d'énergie éolienne de la Société.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2015	2014
Rendement du capital investi ¹⁾ (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	0,6	8,6
Compte tenu des projets majeurs en cours	0,5	7,5
Ratio dette nette/flux de trésorerie d'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	1,7	0,9
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	(1,8)	6,6
Base des flux de trésorerie d'exploitation ^{2),4)}	9,3	15,5

- 1) Mesure financière hors PCGR. Un rapprochement du RCI figure à la rubrique « Mise en garde concernant les 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 « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 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.

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\$, les dépenses d'investissement de maintien et les paiements de dividendes liés à l'acquisition potentielle de COS dont il est question ci-après ainsi qu'à la participation supplémentaire de 10 % dans le projet Fort Hills acquise en 2015, 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. Après la clôture du trimestre, Suncor et COS ont conclu une convention de soutien de l'offre de Suncor visant l'achat de toutes les actions de COS, à raison de 0,28 action de Suncor pour chaque action de COS. L'offre a reçu le soutien du conseil d'administration des deux sociétés et elle prendra fin le 5 février 2016. La valeur de la transaction, soit environ 6,6 G\$ au moment de la convention, inclut la dette de COS estimée à 2,4 G\$. Si plus de 51 % des actions ordinaires de COS sont déposées, Suncor prévoit prendre livraison des actions déposées et procéder à une transaction d'acquisition ultérieure afin d'acquiescer toutes les actions qui n'auront pas été déposées.

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents ont diminué pour s'établir à 4,049 G\$ à la fin de la période de 12 mois de 2015, en comparaison de 5,495 G\$ au 31 décembre 2014, en raison principalement de la baisse des prix du brut. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont été largement supérieurs aux dépenses de maintien, y compris les intérêts inscrits à l'actif connexes, et aux dividendes. La trésorerie et les équivalents ont diminué pour s'établir à 4,049 G\$ à la clôture du quatrième trimestre de 2015, en comparaison de 5,409 G\$ au 30 septembre 2015, ce qui tient principalement au fait que les dépenses en immobilisations et frais de prospection, y compris les intérêts inscrits à l'actif, et les dividendes ont été supérieurs aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Au 31 décembre 2015, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 10,5 jours.

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 croit qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider la Société à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 7,034 G\$ au 31 décembre 2015, en hausse par rapport à 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.

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 auprès du public. Le manquement 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). À l'heure actuelle, la Société respecte aussi toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2015	31 décembre 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

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre et période de 12 mois clos le 31 décembre 2015	
	T4	Cumul annuel
Dettes nette au début de la période	9 551	7 834
Augmentation de la dette nette	1 703	3 420
Dettes nette au 31 décembre 2015	11 254	11 254
Diminution (augmentation) de la dette nette		
Flux de trésorerie d'exploitation	1 294	6 806
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(2 037)	(6 685)
Produit de la cession d'actifs	6	277
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(400)	(1 553)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	116	57
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	(682)	(2 322)
	(1 703)	(3 420)

Actions ordinaires

Actions en circulation

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

Au 28 janvier 2016, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 446 056 251 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 28 973 451. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

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 acheter aux fins d'annulation de ses actions ordinaires pour une valeur maximale d'environ 500 M\$ entre le 5 août 2015 et le 4 août 2016.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	70	13 116	1 230	42 027
Coût des rachats d'actions	3	493	43	1 671
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars)	35,50	37,63	34,93	39,67

Au quatrième trimestre de 2015, la Société avait racheté 69 907 actions ordinaires additionnelles au prix moyen de 35,50 \$ chacune, pour 3 M\$. Conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables, les rachats dans le cadre du programme ont été interrompus le 5 octobre 2015 à la suite de l'offre présentée aux actionnaires de COS.

Dans le cadre de l'offre publique de rachat, Suncor a convenu qu'elle ne rachèterait pas plus de 43 375 481 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 3 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor. Les porteurs de titres de Suncor peuvent recevoir une copie de l'avis, sans frais, en communiquant avec la Société.

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, daté du 26 février 2015 (le « rapport de gestion annuel de 2014 »). La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations. Au cours de la période de 12 mois close le 31 décembre 2015, la Société a accru ses engagements d'environ 4,9 G\$. Une tranche d'environ 4,6 G\$ se rapporte à des engagements visant le pipeline de diluant Nortlite et le prolongement du pipeline Wood Buffalo, qui ont récemment obtenu l'approbation réglementaire et soutiendront la production de Fort Hills (4,1 G\$ devant être exigible à compter de 2020). Ces ententes faciliteront la mise en œuvre de la stratégie d'accès aux marchés de la Société ainsi que les activités liées à l'accroissement de sa capacité de stockage et de son réseau logistique. Les échéances contractuelles de ces engagements s'échelonnent entre trois et 25 ans, les paiements commençant dès le début du premier trimestre de 2016.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat net 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 d'envergure. 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 marges de craquage de raffinage et des taux de change.

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 pétrolières	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'exploitation¹⁾	(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'exploitation¹⁾	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
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	0,6	5,1	7,2	5,8	8,6	9,4	10,1	12,6
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 « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Le RCI exclut les coûts des projets majeurs en cours incorporés à l'actif.

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 ICE 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 fondée sur les régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 2014 de Suncor.

Estimations comptables critiques

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 passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations. Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Les estimations comptables critiques sont également celles qui auraient pu être formulées différemment ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées, ce qui aurait une incidence significative sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société. Les estimations et les jugements comptables critiques sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la note 4 de ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2014.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change et pour optimiser sa position à l'égard des versements d'intérêts. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de marchandises et des échanges financiers pour dégager des profits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 27 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et à la note 11 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de 12 mois close le 31 décembre 2015, de même qu'à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2014 de Suncor.

Impôt sur le résultat

Au deuxième trimestre de 2015, le gouvernement de l'Alberta a promulgué une hausse du taux d'imposition des sociétés, le faisant passer de 10 % à 12 % à compter du 1^{er} juillet 2015. En conséquence, la Société a dû rajuster ses soldes d'impôt différé, ce qui s'est traduit par la comptabilisation d'une charge d'impôt différé de 423 M\$.

Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, 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 une réduction de 406 M\$ de l'impôt différé.

Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (l'« 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 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, 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 parvenait pas à défendre sa position fiscale, l'incidence sur le résultat et la trésorerie pourrait s'élever à 1,2 G\$.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent document, 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 présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance des activités, 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, elles 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 la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements 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 au chapitre de l'exploitation. La direction utilise le résultat d'exploitation pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation parce qu'elle estime que cette mesure donne une comparaison plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat d'exploitation et le résultat net est présenté aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent document.

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

Tout au long du présent document, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation par rapport à celui de 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 comparatives, que la direction utilise par ailleurs pour évaluer 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 E&P, 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 servent de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui sont ensuite vendus sous 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 lié aux stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée sur la réduction des stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans l'analyse comparative, le calcul de ce facteur d'écart permet à la Société de présenter le facteur d'écart lié aux volumes et à la composition en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction des volumes de vente.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des frais de démarrage de 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 des variations des taux d'imposition réglementaires qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation 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 au chapitre de l'exploitation et l'efficacité du processus de répartition du capital de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne sur 12 mois du capital investi au début de la période de 12 mois et du capital investi à la fin de chacun des 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois montrent la variation des composantes 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 cours d'évaluation. La direction utilise le RCI, compte non tenu de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi, pour évaluer le rendement des actifs d'exploitation.

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

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

Flux de trésorerie d'exploitation

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

Les flux de trésorerie d'exploitation présentés dans le présent document pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des flux de trésorerie d'exploitation du trimestre clos le 31 décembre et des trois trimestres précédents. Les flux de trésorerie d'exploitation pour chaque trimestre 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 » des rapports de gestion trimestriels respectifs et du présent document pour le quatrième trimestre de 2015.

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) perte 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

Périodes de 12 mois closes 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	(856)	1 776	(758)	653	2 266	1 692	(2 647)	(1 422)	(1 995)	2 699
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	3 583	4 035	3 106	1 349	676	635	135	121	7 500	6 140
Impôt sur le résultat différé	172	(139)	(1 235)	(115)	(21)	(43)	160	73	(924)	(224)
Augmentation des passifs	144	140	50	44	7	7	(4)	7	197	198
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	1 967	839	1 967	839
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	20	(34)	—	—	60	(82)	50	(154)	130	(270)
Perte (profit) à la cession d'actifs	8	3	(5)	(82)	(109)	(11)	(4)	—	(110)	(90)
Rémunération fondée sur des actions	13	22	9	8	2	4	(6)	72	18	106
Frais de prospection	—	—	255	104	—	—	—	—	255	104
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(277)	(324)	(5)	(20)	(20)	(20)	—	—	(302)	(364)
Autres	28	(79)	(31)	(32)	11	(4)	62	35	70	(80)
Flux de trésorerie d'exploitation	2 835	5 400	1 386	1 909	2 872	2 178	(287)	(429)	6 806	9 058
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(27)	1 252	322	201	521	(278)	(738)	(1 297)	78	(122)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 808	6 652	1 708	2 110	3 393	1 900	(1 025)	(1 726)	6 884	8 936

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant les dépenses en immobilisations et les frais de prospection pour la période de 12 mois des flux de trésorerie d'exploitation pour la même période. Ils rendent compte de la trésorerie disponible pour les distributions aux actionnaires et les activités de financement. La direction utilise cette mesure pour analyser la performance financière et la liquidité.

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2015	2014
Flux de trésorerie d'exploitation	6 806	9 058
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	6 667	6 961
Flux de trésorerie disponibles	139	2 097

Charges d'exploitation décaissées

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 les volumes de vente) 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 document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères par baril produit.

Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») 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 courantes du marché, 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. Ce décalage entre l'achat et la vente peut s'étirer sur une période allant de plusieurs semaines à plusieurs mois et est influencé par les délais de livraison du brut après l'achat (qui peuvent atteindre plusieurs semaines dans le cas du brut extracôtier de provenance étrangère), par les niveaux des stocks de brut régional, par les délais de raffinage, par les délais de transport jusqu'aux circuits de distribution et par les niveaux de stocks de produits raffinés régionaux.

Suncor prépare et présente une estimation de l'incidence du recours à la méthode d'évaluation des stocks PEPS plutôt que de la méthode DEPS. La direction utilise cette information pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation 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.

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

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

Unités de mesure

b	baril
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
GJ	gigajoule
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts
MWh	mégawattheures

Lieux et devises

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
\$ US	Dollars américains

Contexte financier et commercial

T2	Trimestre clos le 30 juin
T4	Trimestre clos le 31 décembre
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange
ICE	Intercontinental Exchange

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; 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 », « futur », « avenir » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- le fait que Suncor est d'avis qu'elle est en bonne position pour faire face au contexte actuel de baisse des prix du pétrole brut;
- l'engagement de Suncor à augmenter la valeur pour l'actionnaire et à réaliser une croissance rentable à long terme pour ses actifs de base, tout en conservant un solide bilan;
- le fait que Suncor est d'avis qu'en augmentant sa participation directe elle peut, en travaillant de concert avec l'exploitant, améliorer réellement le rendement de Syncrude et ainsi créer de la valeur pour ses actionnaires;
- l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge devrait procurer 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;
- la prévision selon laquelle le plan d'action sur le changement climatique permettra d'établir avec plus de certitude les coûts futurs associés aux GES pour Suncor et que la limite imposée sur le plan des émissions obligera les sociétés à ne mettre en valeur que les projets les plus rentables et les plus efficaces;
- les projets de croissance de Suncor, y compris : i) les énoncés concernant le projet Fort Hills, qui devrait procurer à Suncor environ 91 000 b/j de bitume après la clôture de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans Fort Hills, la production de pétrole devant commencer au quatrième trimestre de 2017 et la capacité devant augmenter pour atteindre 90 % dans les 12 mois suivants; et ii) les énoncés au sujet du début de la production de pétrole prévue à la fin de 2017 pour le projet Hebron;
- le forage d'exploration en eaux profondes dans le bassin Shelburne au large de la Nouvelle-Écosse se poursuivra en 2016;
- les taux d'impôt international estimatifs et les hypothèses de marché concernant les prix du pétrole retenues par la Société;
- le fait que Suncor prévoit que les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison de la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits;
- le fait que Suncor estime qu'elle 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\$, les dépenses d'investissement de maintien et les paiements de dividendes liés aux acquisitions de COS et de la participation supplémentaire de 10 % acquise en 2015 dans le projet Fort Hills, et 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 et de l'émission de papier commercial ou de billets ou de débentures à long terme et que, si d'autres capitaux sont nécessaires, le fait qu'il est raisonnable de penser qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises;

- la réduction des dépenses en immobilisations ne devrait pas avoir d'incidence sur les cibles de production à court terme de la Société;
- le fait que Suncor a l'intention de procéder à une transaction d'acquisition ultérieure afin d'acquérir toutes les actions de COS qui n'auront pas été déposées si plus de 51 % des actions ordinaires de COS sont déposées aux termes de l'offre de Suncor;
- le calendrier de travaux de maintenance planifiés aux installations de valorisation de Suncor et à Terra Nova;
- le fait que Suncor est d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait l'aider à gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- la position de la Société à l'égard de l'avis de nouvelle cotisation qu'elle a reçu de l'ARC (et par conséquent des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec) concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés, son opinion étant qu'elle réussira à faire valoir sa position fiscale initiale à cet égard et qu'elle 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 significative 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 d'exploitation des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, E&P 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 des écarts 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 transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer les dépenses en immobilisations de croissance et de maintien du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, 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 de 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 réglementaires et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités de prospection 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 E&P sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes d'exploitation inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les 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 d'ordre politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye en raison de l'agitation politique persistante et le risque que les activités de Suncor en Syrie continuent d'être perturbées par des sanctions et 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 de prospection 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 de piratages informatiques ou de cyberterrorismes, 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'instruments 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, 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. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

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 document, et dans le rapport de gestion annuel de 2014 et la notice annuelle de 2014 ainsi que 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.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	6 499	8 899	29 208	39 862
Autres produits (note 4)	94	192	472	628
	6 593	9 091	29 680	40 490
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 673	4 459	11 590	17 528
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 223	2 293	8 607	9 541
Transport	278	279	1 085	985
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	3 529	1 200	7 500	6 140
Prospection	67	53	478	367
Profit à la cession d'actifs (notes 15 et 16)	(5)	(10)	(110)	(90)
Charges financières (note 8)	496	545	2 557	1 429
	9 261	8 819	31 707	35 900
Résultat avant impôt	(2 668)	272	(2 027)	4 590
Impôt sur le résultat (note 9)				
Exigible	74	137	892	2 115
Différé	(735)	51	(924)	(224)
	(661)	188	(32)	1 891
Résultat net	(2 007)	84	(1 995)	2 699
Autres éléments du résultat global				
Éléments reclassés en résultat net				
Profit réalisé à la cession d'actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 15)	—	—	(85)	—
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net				
Ajustement au titre des écarts de conversion	131	97	846	304
Profit latent à la cession d'actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 15)	—	—	—	85
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 75 \$	157	78	212	(144)
Autres éléments du résultat global	288	175	973	245
Résultat global	(1 719)	259	(1 022)	2 944
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 10)				
De base	(1,38)	0,06	(1,38)	1,84
Dilué	(1,38)	0,06	(1,38)	1,84
Dividendes en trésorerie	0,29	0,28	1,14	1,02

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	4 049	5 495
Créances	2 751	4 275
Stocks	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	61 151	59 800
Prospection et évaluation	1 681	2 248
Autres actifs	1 153	598
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 079	3 083
Actifs d'impôt différé	35	26
Total de l'actif	77 527	79 671
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	747	806
Tranche courante de la dette à long terme	70	34
Dettes et charges à payer	5 306	5 704
Tranche courante des provisions	769	752
Impôt à payer	244	1 058
Total du passif courant	7 136	8 354
Dette à long terme	14 486	12 489
Autres passifs non courants	1 573	1 787
Provisions	5 339	4 895
Passifs d'impôt différé	9 954	10 543
Capitaux propres	39 039	41 603
Total du passif et des capitaux propres	77 527	79 671

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Activités d'exploitation				
Résultat net	(2 007)	84	(1 995)	2 699
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	3 529	1 200	7 500	6 140
Impôt sur le résultat différé	(735)	51	(924)	(224)
Charge de désactualisation	51	47	197	198
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	386	352	1 967	839
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	10	(156)	130	(270)
Profit à la cession d'actifs	(5)	(10)	(110)	(90)
Rémunération fondée sur des actions	70	(12)	18	106
Prospection	41	8	255	104
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(47)	(83)	(302)	(364)
Autres	1	11	70	(80)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	149	523	78	(122)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 443	2 015	6 884	8 936
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(2 030)	(1 900)	(6 667)	(6 961)
Acquisitions (notes 13 et 14)	(360)	—	(360)	(121)
Produit de la cession d'actifs	6	14	277	224
Autres placements	(7)	(16)	(18)	(64)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(26)	(150)	(3)	59
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 417)	(2 052)	(6 771)	(6 863)
Activités de financement				
Variation nette de la dette	(41)	(67)	(258)	(81)
Remboursement sur la dette à long terme	—	(452)	—	(452)
Émission d'emprunts à long terme	—	1 575	—	1 575
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	19	10	95	247
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(3)	(493)	(43)	(1 671)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(419)	(405)	(1 648)	(1 490)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(444)	168	(1 854)	(1 872)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et de ses équivalents				
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	58	13	295	92
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	5 409	5 351	5 495	5 202
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	4 049	5 495	4 049	5 495
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	374	313	881	752
Impôt sur le résultat payé	112	425	1 424	2 697

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en millions de dollars)	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
Bénéfice 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 des dividendes	38	—	—	(38)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(553)	—	—	(1 118)	(1 671)	(42 027)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	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
Perte nette	—	—	—	(1 995)	(1 995)	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	846	—	846	—
Profit réalisé à la cession d'actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 15)	—	—	(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 des dividendes	47	—	—	(47)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(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

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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 consistent en 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 des 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 intermédiaires résumés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board. Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 31 décembre 2014.

Des chiffres comparatifs ont été reclassés afin que leur présentation soit conforme à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé. Ainsi, les chiffres relatifs à certains achats de gaz utilisé dans le processus de valorisation secondaire pour le secteur Sables pétrolifères sont dorénavant classés en tant qu'achats plutôt que dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux; de même, les frais liés à l'expédition pour le secteur Raffinage et commercialisation sont dorénavant classés en tant que frais de transport plutôt que dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux.

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 dans le sommaire des méthodes comptables présenté dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

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 et au jugement

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire usage de jugement. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements futurs prévus se produisent. Les estimations et jugements significatifs utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

e) Impôt sur le résultat

La Société comptabilise l'incidence des changements de taux d'impôt dans le résultat de la période au cours de laquelle les taux révisés sont pratiquement en vigueur.

3. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs d'exploitation 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 ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et prises en compte, aux fins de 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. Ces montants sont éliminés à la consolidation.

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
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	1 575	2 154	505	1 020	4 429	6 017	33	18	6 542	9 209
Produits intersectoriels	442	684	—	58	13	39	(455)	(781)	—	—
Moins les redevances	(10)	(107)	(33)	(203)	—	—	—	—	(43)	(310)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 007	2 731	472	875	4 442	6 056	(422)	(763)	6 499	8 899
Autres produits	68	74	14	33	43	97	(31)	(12)	94	192
	2 075	2 805	486	908	4 485	6 153	(453)	(775)	6 593	9 091
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	136	170	—	56	2 989	5 085	(452)	(852)	2 673	4 459
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 317	1 451	126	126	565	586	215	130	2 223	2 293
Transport	170	162	22	24	100	104	(14)	(11)	278	279
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
Prospection	8	14	59	39	—	—	—	—	67	53
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	—	(4)	(10)	(1)	—	(5)	(10)
Charges financières (produits financiers)	36	40	22	28	(1)	(2)	439	479	496	545
	2 927	2 546	2 292	570	3 823	5 925	219	(222)	9 261	8 819
Résultat avant impôt	(852)	259	(1 806)	338	662	228	(672)	(553)	(2 668)	272
Impôt sur le résultat										
Exigible	(62)	(5)	36	223	200	65	(100)	(146)	74	137
Différé	(174)	84	(579)	(83)	(36)	(10)	54	60	(735)	51
	(236)	79	(543)	140	164	55	(46)	(86)	(661)	188
Résultat net	(616)	180	(1 263)	198	498	173	(626)	(467)	(2 007)	84
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 267	954	375	449	356	379	32	118	2 030	1 900

Périodes de 12 mois closes 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
(Profit) perte à la cession d'actifs	8	3	(5)	(82)	(109)	(11)	(4)	—	(110)	(90)
Charges financières (produits financiers)	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

4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Activités de négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	22	69	28	173
(Diminution) augmentation de la valeur des stocks	(27)	(87)	43	(61)
Activités de gestion des risques ¹⁾	41	143	93	176
Réévaluation des réserves ²⁾	—	—	—	145
Produits financiers et produit d'intérêts	11	12	62	90
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	5	9	30	34
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance ³⁾	—	21	121	21
Variation de la valeur des engagements relatifs au transport et autres	42	25	95	50
	94	192	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) Autres produits de 145 M\$ (32 M\$ après impôt) en 2014 liés à la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole à recevoir relativement à une participation que détenait la Société dans des actifs norvégiens.
- 3) Inclut des produits tirés d'une assurance visant les actifs du secteur Exploration et production.

5. DÉPRÉCIATION DES ACTIFS

Sables pétrolifères

Projet minier Joslyn

En raison de la baisse des prix du pétrole brut et de l'incertitude concernant le calendrier des plans de mise en valeur, la Société a réévalué la valeur comptable résiduelle de sa participation dans le projet minier Joslyn pour évaluer la dépréciation au 31 décembre 2015. Par suite de cette réévaluation, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 290 M\$ dans les 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 de l'incertitude entourant le projet, notamment en ce qui a trait au calendrier des plans de mise en valeur, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 718 M\$, montant porté en déduction des immobilisations corporelles (318 M\$) et des actifs de prospection et évaluation (400 M\$).

Autres

Au cours du quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 96 M\$ dans le secteur Sables pétrolifères après avoir procédé à un examen de certains actifs, notamment les coûts d'ingénierie liés à l'agrandissement *in situ*, qui ne cadraient plus avec ses stratégies de croissance et que Suncor ne prévoyait pas réaffecter ou utiliser d'une autre manière.

Pour le 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 les stratégies de croissance révisées de Suncor 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.

Exploration et production

Libye

En raison de l'interruption de la production découlant de la fermeture de certains terminaux d'exportation libyens, de l'aggravation de l'agitation politique, des dommages causés aux installations et constatés au cours du trimestre ainsi que de l'incertitude croissante concernant le retour aux activités normales de la Société dans ce pays, cette dernière a réduit la

valeur comptable résiduelle de ses immobilisations corporelles et de ses actifs de prospection en Libye, ce qui s'est traduit par une perte de valeur 415 M\$, après impôt.

Pour le 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 après impôt de 297 M\$ 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 actifs de prospection et d'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 :

- 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 après impôt de 359 M\$ sur sa quote-part des actifs White Rose, de 331 M\$ sur sa quote-part des actifs Golden Eagle et de 54 M\$ sur sa quote-part des actifs Terra Nova. Au 31 décembre 2015, la valeur comptable résiduelle des actifs White Rose, Golden Eagle et Terra Nova s'établissait respectivement à 520 M\$, 1,0 G\$ et 910 M\$.

Au quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 54 M\$ liée à certains actifs de prospection et d'évaluation sur la côte Est du Canada, en raison de l'incertitude au sujet de la mise en valeur future.

6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge (le produit) de 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)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	8	8	44	42
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	69	(19)	254	266
	77	(11)	298	308

7. OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

La Société peut racheter des actions aux termes d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre publique de rachat ») par l'entremise de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'une autre plateforme 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. Conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables, les rachats dans le cadre du programme ont été interrompus le 5 octobre 2015, à la suite de l'offre présentée aux actionnaires de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») (note 20).

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	70	13 116	1 230	42 027
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	1	171	17	553
Résultats non distribués	2	322	26	1 118
Coût des rachats d'actions	3	493	43	1 671

8. CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Intérêts sur la dette	226	196	870	739
Intérêts incorporés à l'actif	(129)	(107)	(447)	(431)
Charge d'intérêts	97	89	423	308
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	13	14	52	55
Charge de désactualisation	51	47	197	198
Perte de change sur la dette libellée en dollars américains	386	352	1 967	839
Écarts de change et autres	(51)	43	(82)	29
	496	545	2 557	1 429

9. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au deuxième trimestre de 2015, le gouvernement de l'Alberta a adopté une augmentation du taux d'impôt des sociétés, le faisant passer de 10 % à 12 % à compter du 1^{er} juillet 2015. En conséquence, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé et inscrit 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 prélevé sur les bénéfices réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a eu pour effet de réduire le taux d'impôt prévu par la loi sur les bénéfices de Suncor au Royaume-Uni de 62 % à 50 %. Après avoir réévalué ses soldes d'impôt différé, la Société a inscrit un produit d'impôt différé de 406 M\$.

Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») annoncé précédemment, la Société a reçu au cours du deuxième trimestre de 2014 un avis de nouvelle cotisation concernant le traitement fiscal de pertes qui avaient 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 elle prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. En plus de ce qui précède, 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\$, relativement au règlement de certains contrats dérivés;
- 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 interjette actuellement appel devant la Cour.

Si la Société ne parvenait pas à défendre sa position fiscale, cela pourrait avoir une incidence pouvant aller jusqu'à 1,2 G\$ sur son résultat et sa trésorerie.

10. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 décembre 2014	2015	31 décembre 2014
Résultat net	(2 007)	84	(1 995)	2 699
Effet dilutif des attributions comptabilisées comme des paiements réglés en actions ¹⁾	—	(9)	—	—
Résultat net dilué	(2 007)	75	(1 995)	2 699
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 446	1 448	1 446	1 462
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	1	2	1	3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 447	1 450	1 447	1 465
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	(1,38)	0,06	(1,38)	1,84
Résultat dilué par action	(1,38)	0,06	(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 le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 2015.

11. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instrument financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

Le tableau suivant présente les dérivés non désignés de négociation de l'énergie et de gestion des risques de la Société, tous évalués à la juste valeur au 31 décembre 2015.

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2014	20	110	130
Juste valeur des contrats réalisés comptabilisés en résultat net	(66)	(183)	(249)
Variations de la juste valeur (note 4)	28	93	121
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2015	(18)	20	2

La Société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres d'emprunt. Au 31 décembre 2015, la Société avait conclu pour 1,3 G\$ de swaps différés.

b) Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 31 décembre 2015, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	14	76	—	90
Dettes	(20)	(68)	—	(88)
	(6)	8	—	2

Au quatrième trimestre de 2015, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs et aucun transfert vers ou depuis le niveau 3.

Instruments financiers non dérivés

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 sa 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.

12. ÉCHANGE D'ACTIFS AVEC TRANSALTA CORPORATION

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 de base 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. Bien que la forme juridique de cette entente soit un contrat de location, il s'agit en fait d'une convention de financement différé qui a été conclue afin de financer le solde résiduel de l'acquisition, et la propriété des actifs passera automatiquement à Suncor à la fin de la durée du contrat. Le contrat de location est comptabilisé à titre de convention de financement différé dans le cadre du regroupement d'entreprises, car il fait partie de la contrepartie donnée à TransAlta.

Il a été déterminé que la transaction possédait une substance commerciale, étant donné que Suncor a acquis le contrôle des activités de Poplar Creek et qu'elle aura droit à la totalité de l'électricité produite. 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. Les justes valeurs ont été établies au moyen d'une approche fondée sur les flux de trésorerie futurs selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque se situant entre 6 % et 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 du parc éolien Kent Breeze	47
Juste valeur de la quote-part de Suncor dans le parc éolien Wintering Hills	77
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. Il est probable que ces estimations soient révisées lorsque la répartition du prix d'achat sera finalisée.

(en millions de dollars)

Fonds de roulement	36
Immobilisations corporelles	393
Provision pour démantèlement	(2)
Actifs nets acquis	427

13. ACQUISITION D'UNE PARTICIPATION SUPPLÉMENTAIRE DANS FORT HILLS

Le 6 novembre 2015, Suncor a acquis une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de sables pétrolifères Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd. pour une contrepartie de 360 M\$. La quote-part de Suncor dans le projet a augmenté pour s'établir à 50,8 %.

14. ACQUISITION D'UNE INSTALLATION DE RÉCUPÉRATION DU SOUFRE

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

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

La juste valeur de la contrepartie transférée et des actifs acquis et des passifs repris à la date de l'acquisition se détaille comme suit :

(en millions de dollars)

Total du prix d'achat	121
Répartition du prix d'achat	
Immobilisations corporelles	161
Fonds de roulement, montant net	(1)
Passifs d'impôt différé	(39)
Actifs nets acquis	121

La totalité des coûts de transaction et des coûts liés à l'acquisition de cet actif ont été passés en charges.

15. 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 et réalisé un profit après impôt de 68 M\$ dans son secteur Raffinage et commercialisation.

16. CESSIONS DE GAZ NATUREL

Au cours du troisième trimestre de 2014, la Société a vendu ses actifs de Wilson Creek dans le centre de l'Alberta pour 168,5 M\$, compte non tenu des ajustements et autres coûts de clôture, la date de prise d'effet étant le 1^{er} juillet 2014 et la date de clôture, le 30 septembre 2014. La vente de ces actifs a donné lieu à un profit après impôt de 61 M\$ dans le secteur Exploration et production.

17. PROVISIONS

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2015, les provisions ont augmenté d'un montant net de 461 M\$, essentiellement en raison d'une augmentation de 402 M\$ de la provision pour démantèlement et remise en état, elle-même attribuable surtout à des dommages supplémentaires ainsi qu'à la révision à la hausse des estimations.

18. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2015, un gain actuariel net après impôt de 212 M\$ a été comptabilisé d'après la réévaluation actuarielle la plus récente des régimes de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite de la Société. Un montant correspondant a été porté en diminution des autres passifs non courants.

19. ENGAGEMENTS

Au cours de la période de 12 mois close le 31 décembre 2015, la Société a accru ses engagements d'environ 4,9 G\$ par suite de l'obtention de l'approbation réglementaire des ententes de transport par pipeline, engagements qui permettront de soutenir la mise en œuvre de la stratégie d'accès aux marchés, les activités liées à l'accroissement de la capacité de stockage et du réseau logistique de la Société et les activités de forage d'exploration.

20. OFFRE D'ACHAT DES ACTIONS DE CANADIAN OIL SANDS

Le 5 octobre 2015, Suncor a annoncé qu'elle avait amorcé une offre non sollicitée visant l'acquisition de la totalité des actions en circulation de COS à raison d'une action de COS contre 0,25 action ordinaire de Suncor. Au moment de l'offre, le montant total de la transaction s'établissait à environ 6,6 G\$ selon une contrepartie en actions de Suncor évaluée à environ 4,3 G\$ et compte tenu du solde de la dette nette de COS estimée à 2,3 G\$ au 30 juin 2015.

Le 18 janvier 2016, Suncor a bonifié l'offre d'acquisition de la totalité des actions en circulation de COS faisant passer de 0,25 à 0,28 la contrepartie en action ordinaire de Suncor par action de COS. L'offre modifiée a reçu l'aval des conseils d'administration de Suncor et de COS. Au moment de l'offre modifiée, le montant de la transaction s'établissait à environ 6,6 G\$ selon une contrepartie en actions d'environ 4,2 G\$ et compte tenu du solde de la dette nette de COS estimé à 2,4 G\$ au 30 septembre 2015. L'offre modifiée prend fin le 5 février 2016.

21. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 1^{er} janvier 2016, une réévaluation de la participation directe de Suncor dans le projet Hebron a donné lieu à une diminution de cette participation de 22,729 % à 21,034 %. Suncor recevra un remboursement pour les dépenses en immobilisations et les frais de financement liés à la réduction de la 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				Périodes de 12 mois closes les		
	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2014	
Produits des activités ordinaires et autres produits	6 593	7 557	8 144	7 386	9 091	29 680	40 490
Résultat net							
Sables pétrolifères	(616)	(50)	(44)	(146)	180	(856)	1 776
Exploration et production	(1 263)	(1)	44	462	198	(758)	653
Raffinage et commercialisation	498	613	663	492	173	2 266	1 692
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(626)	(938)	66	(1 149)	(467)	(2 647)	(1 422)
	(2 007)	(376)	729	(341)	84	(1 995)	2 699
Résultat d'exploitation^{A)}							
Sables pétrolifères	(230)	(50)	315	(146)	180	(111)	2 771
Exploration et production	(50)	(1)	77	(19)	198	7	857
Raffinage et commercialisation	498	613	631	492	173	2 234	1 692
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(244)	(152)	(117)	(152)	(165)	(665)	(700)
	(26)	410	906	175	386	1 465	4 620
Flux de trésorerie d'exploitation^{A)}							
Sables pétrolifères	467	785	1 058	525	875	2 835	5 400
Exploration et production	257	253	427	449	401	1 386	1 909
Raffinage et commercialisation	596	798	800	678	240	2 872	2 178
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(26)	46	(130)	(177)	(24)	(287)	(429)
	1 294	1 882	2 155	1 475	1 492	6 806	9 058
Par action ordinaire							
Résultat net							
– de base	(1,38)	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06	(1,38)	1,84
– dilué	(1,38)	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06	(1,38)	1,84
Résultat d'exploitation – de base	(0,02)	0,28	0,63	0,12	0,27	1,01	3,15
Dividendes en trésorerie – de base	0,29	0,29	0,28	0,28	0,28	1,14	1,02
Flux de trésorerie d'exploitation – de base	0,90	1,30	1,49	1,02	1,03	4,71	6,19
Rendement du capital investi^{A)}							
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)			0,6	5,1	7,2	5,8	8,6
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)			0,5	4,5	6,3	5,0	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)

	Trimestres clos les					Périodes de 12 mois closes les	
	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Sables pétrolifères							
Production totale (kb/j)	470,6	458,4	448,7	475,6	419,3	463,4	421,9
Secteur Sables pétrolifères							
Volumes de production (kb/j)							
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	292,2	314,9	327,4	346,5	276,3	320,1	289,1
Bitume non valorisé	147,5	115,4	96,4	93,9	107,9	113,5	101,8
Production du secteur Sables pétrolifères	439,7	430,3	423,8	440,4	384,2	433,6	390,9
Production de bitume (kb/j)							
Production minière	292,4	303,3	315,5	318,3	254,1	307,3	274,4
Activités <i>in situ</i> – Firebag	198,8	191,7	168,1	188,7	182,2	186,9	172,0
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	34,5	27,4	31,5	29,3	28,7	30,7	27,0
Total de la production de bitume	525,7	522,4	515,1	536,3	465,0	524,9	473,4
Ventes (kb/j)							
Brut léger peu sulfureux	100,2	112,9	102,4	112,5	75,5	107,0	99,7
Diesel	29,4	30,0	35,1	30,8	31,2	31,3	30,7
Brut léger sulfureux	154,2	180,7	194,4	201,3	152,7	182,5	158,9
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	283,8	323,6	331,9	344,6	259,4	320,8	289,3
Bitume non valorisé	136,3	106,3	91,8	95,8	110,2	107,7	101,4
Total des ventes	420,1	429,9	423,7	440,4	369,6	428,5	390,7
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)							
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	60,86	62,13	77,65	63,36	88,78	66,00	109,02
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	32,93	40,86	52,71	40,10	61,68	41,58	76,66
Moyenne	41,55	47,93	60,81	47,67	69,51	49,46	87,46
Charges d'exploitation décaissées²⁾ (\$/b)							
Charges décaissées	25,70	24,95	26,15	25,70	31,15	25,65	30,00
Gaz naturel	2,30	2,05	1,85	2,70	3,30	2,20	3,80
	28,00	27,00	28,00	28,40	34,45	27,85	33,80
Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> seulement²⁾ (\$/b)							
Charges décaissées	8,10	8,80	9,25	9,90	8,85	9,00	10,20
Gaz naturel	3,55	3,75	3,80	4,10	5,20	3,80	6,45
	11,65	12,55	13,05	14,00	14,05	12,80	16,65
Syncrude							
Production (kb/j)	30,9	28,1	24,9	35,2	35,1	29,8	31,0
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)	57,37	61,00	75,19	56,00	81,85	61,55	99,32
Charges d'exploitation décaissées²⁾ (\$/b)*							
Charges décaissées	38,55	39,70	54,45	34,20	42,85	40,35	46,75
Gaz naturel	1,60	1,95	1,65	1,50	1,85	1,65	2,40
	40,15	41,65	56,10	35,70	44,70	42,00	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				Périodes de 12 mois closes les		
	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Production totale (kbep/j)	112,3	107,7	111,2	126,8	138,3	114,4	113,0
Volumes de production							
Exploration et production – Canada							
<i>Côte Est du Canada</i>							
Terra Nova (kb/j)	13,1	10,4	7,3	23,3	24,0	13,5	17,3
Hibernia (kb/j)	15,6	16,6	18,3	22,0	20,8	18,1	23,1
White Rose (kb/j)	14,8	9,9	11,4	12,8	13,3	12,2	14,6
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	3,1	3,7	2,4	3,6	2,4	3,2	3,6
	46,6	40,6	39,4	61,7	60,5	47,0	58,6
Exploration et production – International							
Buzzard (kbep/j)	45,5	50,0	52,4	51,4	54,0	49,8	47,1
Golden Eagle (kbep/j)	17,7	17,0	14,5	9,8	2,2	14,8	0,6
Royaume-Uni (kbep/j)	63,2	67,0	66,9	61,2	56,2	64,6	47,7
Libye (kb/j)	2,5	0,1	4,9	3,9	21,6	2,8	6,7
	65,7	67,1	71,8	65,1	77,8	67,4	54,4
Revenus nets							
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>							
Prix moyen obtenu	52,51	59,09	78,23	66,38	80,42	65,12	108,21
Redevances	(5,79)	(4,39)	(16,38)	(17,58)	(14,52)	(12,49)	(25,97)
Frais de transport	(2,81)	(2,97)	(1,73)	(1,76)	(1,91)	(2,18)	(1,97)
Charges d'exploitation	(16,86)	(17,66)	(16,63)	(9,57)	(14,66)	(14,15)	(13,11)
Revenus d'exploitation nets	27,05	34,07	43,49	37,47	49,33	36,30	67,16
<i>Royaume-Uni (\$/bep)</i>							
Prix moyen obtenu	54,91	62,86	72,84	64,48	84,87	63,85	106,96
Frais de transport	(2,22)	(2,43)	(2,66)	(2,32)	(2,60)	(2,41)	(2,84)
Charges d'exploitation	(6,20)	(5,99)	(5,86)	(7,33)	(4,47)	(6,29)	(6,42)
Revenus d'exploitation nets	46,49	54,44	64,32	54,83	77,80	55,15	97,70

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

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 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 séparément des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

Le résultat d'exploitation et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères présentés pour chacun des trimestres de 2015 et de 2014 sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du rapport aux actionnaires publié pour chacun des trimestres de 2015 et de 2014 (les « rapports trimestriels »). Les flux de trésorerie d'exploitation et le rendement du capital investi présentés pour chacun des trimestres de 2015 et de 2014 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » de chacun des rapports trimestriels. 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 rapport annuel de 2014.

Définitions

- 1) Prix de vente moyen – Calculé en tenant compte de l'incidence des activités de couverture, 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 mesures semblables calculées par 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.

Abréviations

b	– baril
kb/j	– milliers de barils par jour
kpi ³	– milliers de pieds cubes
kpi ³ e	– milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ /j	– millions de pieds cubes par jour
Mpi ³ e/j	– millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
bep	– barils équivalent pétrole
bep/j	– barils équivalent pétrole par jour
kbep/j	– milliers de barils équivalent pétrole par jour
revenus nets	– les revenus nets ont été calculés en soustrayant du prix moyen obtenu les redevances, les frais de transport et les charges d'exploitation
m ³ /j	– mètres cubes par jour

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés 1 m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils



Suncor Énergie Inc.
150 – 6 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
T : 403-296-8000

suncor.com