

TROISIÈME TRIMESTRE 2015

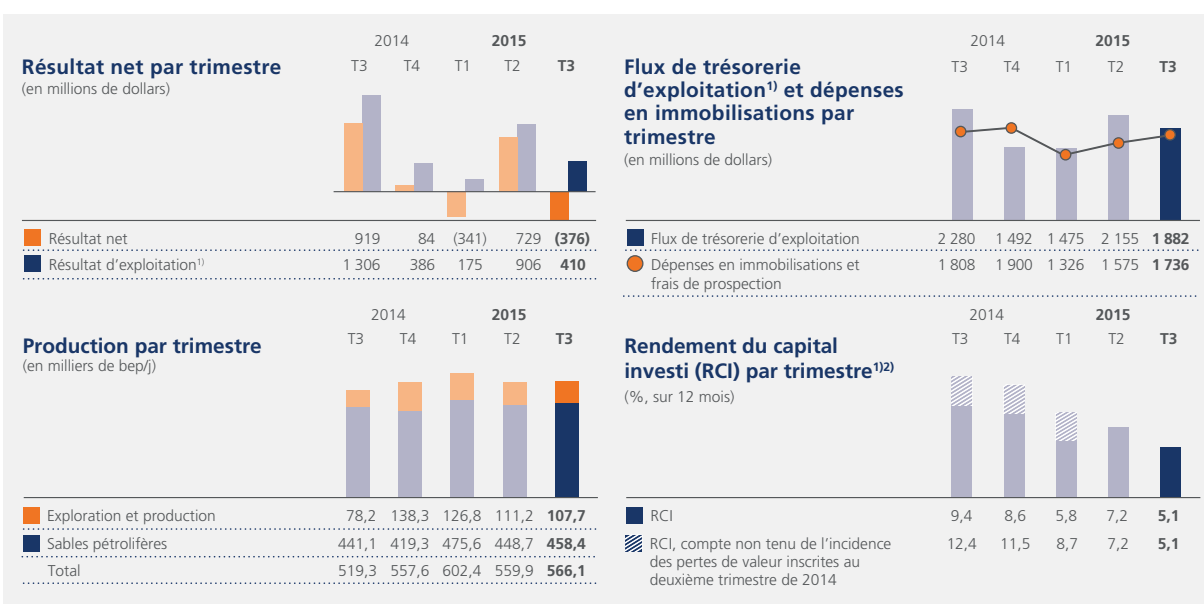
Rapport aux actionnaires pour la période close le 30 septembre 2015

Résultats du troisième 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 » figurant dans le rapport de gestion de Suncor daté du 28 octobre 2015 (le « rapport de gestion »). Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. 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.

« Suncor a de nouveau connu un excellent trimestre, avec des flux de trésorerie d'exploitation de 1,9 G\$, a déclaré le président et chef de la direction, Steve Williams. La solidité de nos activités en aval et la fiabilité de nos activités du secteur Sables pétrolifères continuent de profiter à nos actionnaires dans le contexte actuel de baisse des prix du pétrole brut. »

- Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾ de 1,882 G\$ (1,30 \$ par action ordinaire), stimulés par le contexte de prix favorable en aval et par le taux élevé d'utilisation des raffineries dans le secteur Raffinage et commercialisation, témoignant de la robustesse du modèle intégré de la Société.
- Résultat d'exploitation¹⁾ de 410 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire) et perte nette de 376 M\$ (0,26 \$ par action ordinaire).
- Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ pour le secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 27,00 \$ pour le troisième trimestre de 2015, le plus bas niveau depuis 2007. Cette baisse découle d'une excellente production de 430 300 barils par jour (b/j), en dépit des travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2, ainsi que de la baisse des prix du gaz naturel et des mesures de réduction des coûts de la Société.
- Suncor reste déterminée à atteindre un rendement durable pour le secteur Sables pétrolifères. Au cours du trimestre considéré, la Société a annoncé une entente visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 10 % dans le projet minier de Fort Hills et, après la clôture du trimestre, a présenté une offre d'acquisition de la totalité des actions en circulation de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») pour une contrepartie équivalant à 0,25 action de Suncor pour une action de COS. La transaction était évaluée à 6,6 G\$ au moment où l'annonce a été faite.



1) 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 rapport de gestion.

2) Compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,238 G\$ inscrites au deuxième trimestre de 2014, le RCI aurait respectivement été de 12,4 %, 11,5 % et 8,7 % pour les troisième et quatrième trimestres de 2014 et le premier trimestre de 2015.

Résultats financiers

Pour le troisième trimestre de 2015, Suncor a enregistré un bénéfice d'exploitation de 410 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire) et des flux de trésorerie d'exploitation de 1,882 G\$ (1,30 \$ par action ordinaire), contre 1,306 G\$ (0,89 \$ par action ordinaire) et 2,280 G\$ (1,56 \$ par action ordinaire), respectivement, pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le contexte actuel de baisse des prix du pétrole brut en amont. Parmi les résultats les plus notables du troisième trimestre, mentionnons une augmentation de la production des secteurs Exploration et production ainsi que 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 30 septembre 2015, les flux de trésorerie disponibles¹⁾ se sont établis à 467 M\$, contre 3,082 G\$ pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2014.

Une perte nette de 376 M\$ (0,26 \$ par action ordinaire) a été inscrite pour le troisième trimestre de 2015, comparativement à un bénéfice net de 919 M\$ (0,63 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La perte nette du troisième trimestre de 2015 comprend une perte de change latente après impôt de 786 M\$ liée à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du trimestre de l'exercice précédent comprenait un profit après impôt de 61 M\$ sur la cession des actifs de Wilson Creek dans le secteur Exploration et production, contrebalancé par une charge d'impôt sur le résultat et une charge d'intérêts connexe de 54 M\$ liée à la période antérieure dans le secteur Sables pétrolifères, ainsi que par l'incidence d'une perte de change latente après impôt de 394 M\$.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 566 100 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) pour le troisième trimestre de 2015, comparativement à 519 300 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est avant tout attribuable à l'augmentation de la production au Royaume-Uni et à la grande fiabilité des activités du secteur Sables pétrolifères.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 430 300 b/j pour le troisième trimestre de 2015, contre 411 700 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement en raison de l'augmentation de la production *in situ* et de la fiabilité des activités de l'ensemble des actifs. D'importants travaux de maintenance planifiés ont été exécutés durant les deux trimestres.

Au troisième trimestre de 2015, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 27,00 \$/b, comparativement à 31,10 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique par une baisse des charges d'exploitation liée à la baisse des prix du gaz naturel, et par les mesures de réduction des coûts, conjointement à une augmentation de la production.

« La rigueur dont nous faisons preuve dans la gestion de l'exploitation continue de porter ses fruits, a indiqué Steve Williams. L'atteinte de nos cibles en matière de fiabilité et la mise en œuvre de mesures de réduction des coûts se sont traduites par une diminution des charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères, qui ont atteint leur plus bas niveau en huit ans. Ces résultats démontrent clairement l'incidence de la rigueur sur le plan de l'exploitation sur la performance de Suncor. »

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude pour le troisième trimestre de 2015 s'est établie à 28 100 b/j, comparativement à 29 400 b/j pour le troisième trimestre de l'exercice précédent. La diminution est essentiellement attribuable à un incendie survenu à l'installation de valorisation Mildred Lake, de Syncrude, au cours du troisième trimestre de 2015. Après la clôture du trimestre, la production s'est ressentie d'autres problèmes liés à l'exploitation, qui ont retardé le retour à la production normale.

Les volumes de production du secteur E&P ont été portés à 107 700 bep/j au troisième trimestre de 2015, comparativement à 78 200 bep/j au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement de la production au Royaume-Uni, en partie atténuée par la déplétion naturelle à Hibernia et à White Rose. En Libye, la production continue de se ressentir de l'agitation politique, et le moment du retour aux activités normales demeure incertain.

Au troisième trimestre de 2015, le secteur Raffinage et commercialisation a entamé les travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Montréal, travaux qui ont pris fin après la clôture du trimestre. Le taux d'utilisation moyen des raffineries a grimpé à 96 % au troisième trimestre, comparativement à 94 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, au cours duquel avaient eu lieu des activités de maintenance planifiées aux raffineries de Montréal, Sarnia et Edmonton.

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

Mise à jour concernant notre stratégie

Suncor reste déterminée à réaliser une croissance rentable à long terme pour ses actifs de base. Outre l'offre faite aux actionnaires de COS, la Société a aussi conclu une entente visant 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 310 M\$, sous réserve des ajustements à la clôture de la transaction. La transaction devrait se conclure d'ici la fin de 2015 et, au moment de la clôture, la quote-part de Suncor dans le projet sera portée à 50,8 %.

« Nous sommes d'avis que nous pouvons réellement améliorer le rendement de Syncrude en augmentant notre participation directe, a indiqué Steve Williams. Le rendement de Syncrude nous déçoit depuis un certain temps. L'actif a fonctionné seulement à 67 % de sa capacité au cours du troisième trimestre, et à environ 70 %, depuis le début de l'exercice en cours, ce qui contraste vivement avec les activités de valorisation de Suncor, qui ont atteint de façon constante un pourcentage de fiabilité supérieur à 90 % cette année. »

La Société a aussi conclu un swap d'actifs et un contrat de location avec TransAlta Corporation, aux termes desquels Suncor a pris le contrôle des activités des installations de cogénération de Poplar Creek, qui fournissent de la vapeur et de l'énergie aux installations du secteur Sables pétrolifères de la Société, en échange du parc éolien Kent Breeze de Suncor et de sa quote-part du parc éolien Wintering Hills. L'apport des actifs de Poplar Creek dans l'entreprise devrait améliorer la fiabilité et la rentabilité de l'ensemble des activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor.

L'Office national de l'énergie a approuvé au troisième trimestre de 2015 l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge, qui devrait commencer au quatrième trimestre de 2015. L'inversion devrait fournir 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 de l'Ouest canadien.

Secteur Sables pétrolifères

Suncor continue d'accorder la priorité à la construction d'une plateforme de puits en vue de soutenir les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River ainsi qu'aux nombreux projets d'amélioration de la sécurité, de la fiabilité et de la performance environnementale. Les dépenses en immobilisations au troisième trimestre comprennent des travaux de maintenance importants à l'égard d'une unité sous vide et d'installations de cokéfaction de l'usine de valorisation 2, achevés au quatrième trimestre de 2015.

Coentreprises de Sables pétrolifères

Le projet Fort Hills se déroule selon les délais prévus; les études techniques détaillées étaient achevées à 94 % à la fin du troisième trimestre, et les activités de construction, à 43 %. 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 73 000 b/j de bitume, qui seront portés à 91 000 b/j, sous réserve de la clôture de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 10 % dans Fort Hills. Les premiers barils de pétrole sont attendus au quatrième trimestre de 2017, 90 % de la capacité devant être atteinte dans les 12 mois suivants.

Exploration et production

La construction du projet Hebron s'est poursuivie au troisième trimestre de 2015 et les premiers barils de pétrole sont attendus à la fin de 2017. Le forage de développement à Golden Eagle s'est poursuivi tout au long du troisième trimestre.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Résultat net	(376)	919	12	2 615
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	786	394	1 548	420
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	17	—
Profit sur une cession importante ³⁾	—	(61)	(68)	(61)
Charges de restructuration ⁴⁾	—	—	57	—
Produit d'assurance ⁵⁾	—	—	(75)	—
Pertes de valeur ⁶⁾	—	—	—	1 238
Réévaluation des réserves ⁷⁾	—	—	—	(32)
Charge d'impôt ⁸⁾	—	54	—	54
Résultat d'exploitation ¹⁾	410	1 306	1 491	4 234

- 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 rapport de gestion.
- 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.
- Profit après impôt lié à la vente des actifs de gaz naturel de Wilson Creek 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.
- Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts pour le secteur Siège social.
- Produits d'assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova dans le secteur E&P.
- Pertes de valeur après impôt de 718 M\$ de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn, de 297 M\$ des actifs de la Société en Libye, et de 223 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.
- Réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole à recevoir relativement à une participation que Suncor détenait auparavant dans un actif norvégien.
- 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 mis à jour les hypothèses sous-jacentes à ses prévisions pour l'exercice 2015 publiées le 29 juillet 2015. Les hypothèses relatives aux prévisions pour l'exercice 2015 au complet présentées ci-après ont été révisées : Brent à Sullom Voe passant de 60 \$ US/b à 55 \$ US/b; WTI à Cushing passant de 54 \$ US/b à 50 \$ US/b; WCS à Hardisty passant de 40 \$ US/b à 37 \$ US/b; taux d'impôt international passant d'une fourchette de 30 % à 35 % à une fourchette de 10 % à 15 %. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions révisées de Suncor pour 2015, 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 rapport de gestion.

RAPPORT DE GESTION

Le 28 octobre 2015

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

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, daté du 26 février 2015 (le « rapport de gestion annuel de 2014 »).

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et à son rapport de gestion annuel de 2014.

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 troisième trimestre	7
3. Information financière consolidée	8
4. Résultats sectoriels et analyse	14
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	26
6. Situation financière et situation de trésorerie	28
7. Données financières trimestrielles	32
8. Autres éléments	34
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	36
10. Abréviations courantes	41
11. Énoncés prospectifs	42

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 rapport de gestion, 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 rapport de gestion 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 rapport de gestion.

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 rapport de gestion. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. 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 rapport de gestion.

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi^3e de gaz naturel, en supposant que six kpi^3 équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi^3e , bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi^3 de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas 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 rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Abréviations courantes ».

2. FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE

- **Résultats financiers du troisième trimestre.**

- La Société a inscrit une perte nette de 376 M\$ pour le troisième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 919 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La perte nette du troisième trimestre de 2015 tient compte d'une perte de change latente après impôt de 786 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit après impôt de 61 M\$ à la cession des actifs de Wilson Creek du secteur Exploration et Production (« E&P »), contrebalancé par une charge d'impôt sur le résultat et une charge d'intérêts connexe de 54 M\$ se rapportant à une période précédente comptabilisée par le secteur Sables pétrolifères, ainsi que de l'incidence d'une perte de change latente après impôt de 394 M\$.
- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ s'est établi à 410 M\$ au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 1,306 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à la baisse importante des prix obtenus en amont, partiellement contrebalancée par l'augmentation de la production des secteurs E&P et Sables pétrolifères, par le contexte de prix favorable en aval et par l'augmentation des taux d'utilisation des raffineries ainsi que par la baisse des charges d'exploitation et des redevances par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les flux de trésorerie d'exploitation¹⁾ se sont établis à 1,882 G\$ au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 2,280 G\$ au troisième 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 467 M\$ pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2015, comparativement à 3,082 G\$ pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2014.
- Le RCI¹⁾ (compte non tenu des projets majeurs en cours) s'est établi à 5,1 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2015, en baisse par rapport à celui de 9,4 % enregistré pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2014.
- **Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé un bénéfice d'exploitation de 613 M\$ pour le trimestre grâce à l'augmentation des marges de craquage de référence en aval et aux taux d'utilisation élevés des raffineries.** Suncor prévoit que l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge lui procurera la souplesse nécessaire pour approvisionner sa raffinerie de Montréal en différents types de pétrole au prix du brut provenant de l'intérieur des terres de l'Ouest canadien.
- **Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères¹⁾ de 27,00 \$/b en moyenne pour le trimestre, en comparaison de 31,10 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.** Les charges d'exploitation décaissées par baril ont atteint leur plus bas niveau en huit ans grâce à l'accroissement de la production, à la baisse des prix du gaz naturel et à la mise en œuvre continue des mesures de réduction des coûts.
- **Importante production pour le secteur Sables pétrolifères malgré l'incidence de travaux de maintenance planifiés.** La production tirée du secteur Sables pétrolifères, qui s'est élevée à 430 300 b/j, et la production de pétrole brut synthétique, qui s'est établie à 314 900 b/j, font foi de l'engagement de Suncor à procurer une exploitation fiable.
- **Suncor prouve sa détermination à accroître ses activités de base en réalisant de nouveaux investissements dans le secteur Sables pétrolifères.** La Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 10 % dans le projet minier Fort Hills et, après la fin du trimestre, a présenté une offre visant à acquérir la totalité des actions en circulation de Canadian Oil Sands Limited (« COS »), à raison de 0,25 action de Suncor pour chaque action de COS. La transaction a été évaluée à 6,6 G\$ au moment de l'annonce.
- **Suncor a continué de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.** Suncor a versé à ses actionnaires des dividendes de 419 M\$, ce qui tient compte de la hausse du dividende de 0,29 \$ par action annoncée au deuxième trimestre de 2015, et effectué des rachats d'actions de 40 M\$ qui ont eu lieu au troisième trimestre de 2015.

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 rapport de gestion.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Résultat net				
Sables pétrolifères	(50)	773	(240)	1 596
Exploration et production	(1)	198	505	455
Raffinage et commercialisation	613	426	1 768	1 519
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(938)	(478)	(2 021)	(955)
Total	(376)	919	12	2 615
Résultat d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	(50)	827	119	2 591
Exploration et production	(1)	137	57	659
Raffinage et commercialisation	613	426	1 736	1 519
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(152)	(84)	(421)	(535)
Total	410	1 306	1 491	4 234
Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	785	1 511	2 368	4 525
Exploration et production	253	379	1 129	1 508
Raffinage et commercialisation	798	503	2 276	1 938
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	46	(113)	(261)	(405)
Total	1 882	2 280	5 512	7 566
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Maintien	698	779	1 650	2 191
Croissance	923	926	2 669	2 546
Total	1 621	1 705	4 319	4 737

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les	
	2015	30 septembre 2014
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	467	3 082

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 rapport de gestion.

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

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	458,4	441,1	461,0	422,8
Exploration et production (kbep/j)	107,7	78,2	115,1	104,6
Total	566,1	519,3	576,1	527,4
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	99/1	99/1	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	96	94	94	92
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	444,8	435,7	432,7	422,9

Résultat net

La Société a inscrit une perte nette consolidée de 376 M\$ pour le troisième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice net consolidé de 919 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de 2015, elle a inscrit un bénéfice net de 12 M\$, en comparaison d'un bénéfice net de 2,615 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits plus loin. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprenaient les suivants :

- La Société a comptabilisé des pertes de change latentes après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 786 M\$ pour le troisième trimestre de 2015 et de 1,548 G\$ pour les neuf premiers mois de 2015. En comparaison, elle avait inscrit des pertes de change latentes après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 394 M\$ pour le troisième trimestre de 2014 et de 420 M\$ pour les neuf premiers mois de 2014.
- 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 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 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 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 net 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.

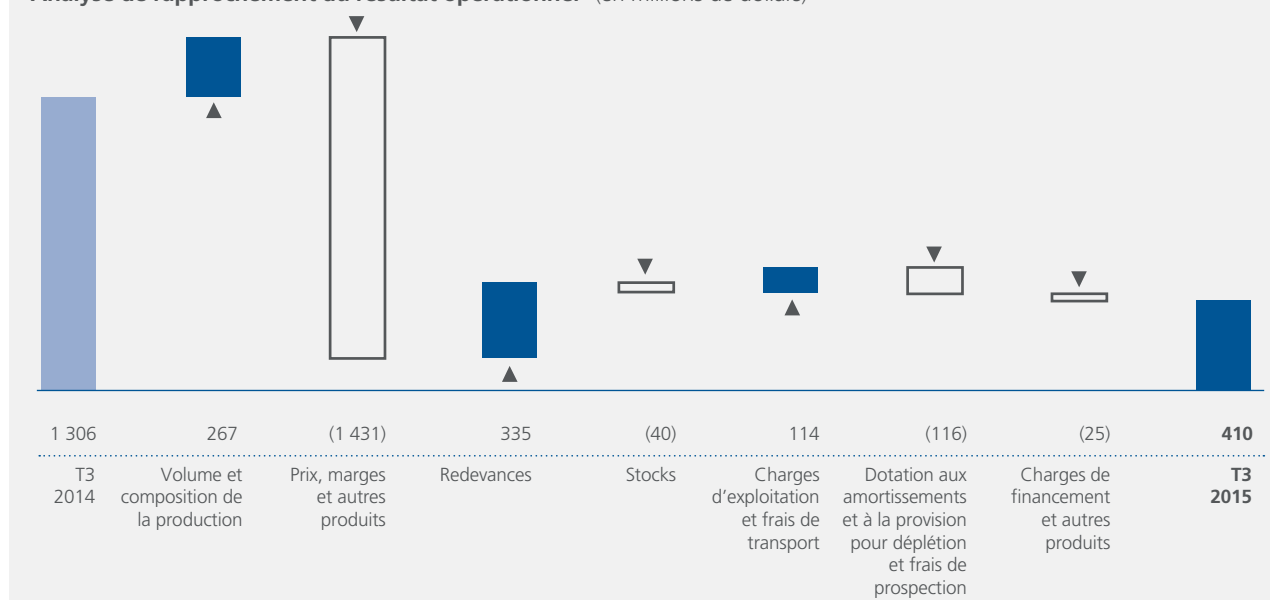
Rapprochement du résultat d'exploitation^{1),2)}

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Résultat net	(376)	919	12	2 615
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	786	394	1 548	420
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	17	—
Profit sur une cession importante	—	(61)	(68)	(61)
Charges de restructuration	—	—	57	—
Produit d'assurance	—	—	(75)	—
Pertes de valeur	—	—	—	1 238
Réévaluation des réserves	—	—	—	(32)
Charge d'impôt	—	54	—	54
Résultat d'exploitation¹⁾	410	1 306	1 491	4 234

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 rapport de gestion.

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 opérationnel¹⁾ (en millions de dollars)



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

Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 410 M\$ pour le troisième trimestre de 2015, en baisse comparativement à celui de 1,306 G\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est principalement attribuable à l'importante diminution des prix obtenus en amont qui a découlé de la baisse des cours de référence du brut. La baisse a été partiellement compensée par l'augmentation de la production du secteur E&P et du secteur Sables pétrolifères, par le contexte de prix favorable en aval, par les taux d'utilisation élevés des raffineries, par une baisse des charges d'exploitation ainsi que par la diminution des redevances qui a découlé de la baisse des prix du pétrole brut par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Pour les neuf premiers mois de 2015, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 1,491 G\$, en comparaison de 4,234 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à l'importante diminution des prix en amont obtenus qu'a entraînée la baisse des coûts de référence du pétrole brut, partiellement contrebalancée par la solide production dégagée par le secteur Sables pétrolifères grâce à la fiabilité améliorée des installations, des prix en aval élevés et une baisse des charges d'exploitation.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Sables pétrolifères	20	(10)	50	65
Exploration et production	3	(1)	6	11
Raffinage et commercialisation	12	(5)	30	36
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	42	(17)	89	137
Total de la charge (du produit) de rémunération fondée sur des actions	77	(33)	175	249

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a augmenté pour s'établir à 77 M\$ pour le troisième trimestre de 2015, comparativement à un produit de 33 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse du cours de l'action de la Société.

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	30 septembre 2014	neuf mois closes les	30 septembre 2014
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	46,45	97,20	51,00	99,60
Pétrole brut Brent ICE à Sullom Voe	\$ US/b	51,20	103,40	56,55	107,00
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	8,50	12,50	9,20	14,95
MSW à Edmonton	\$ CA/b	52,35	97,45	57,50	101,15
WCS à Hardisty	\$ US/b	33,25	77,00	37,80	78,50
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	13,20	20,20	13,20	21,10
Condensat à Edmonton	\$ US/b	44,20	93,45	49,25	100,40
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,90	4,00	2,75	4,80
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	26,05	63,90	37,50	56,00
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	22,25	20,50	21,75	20,80
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	23,95	17,50	20,05	18,40
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	28,75	24,60	27,60	22,70
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,55	19,10	20,80	18,60
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,92	0,79	0,91
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,75	0,89	0,75	0,89

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 troisième 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 97,20 \$ US/b au troisième trimestre de 2014 à 46,45 \$ US/b, laquelle a été 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, 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 97,45 \$ US/b et de 77,00 \$ US/b au troisième trimestre de 2014 à 52,35 \$ US/b et à 33,25 \$ US/b au troisième 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

51,20 \$ US/b au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 103,40 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le prix du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères 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 2,90 \$ le kpi³ au troisième trimestre de 2015, en baisse comparativement à 4,00 \$ le kpi³ au troisième 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 du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment de l'achat de la charge d'alimentation et le moment où celle-ci est traitée et vendue à un tiers. En règle générale, les pertes établies selon la méthode du PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits établis selon 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 pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta a diminué pour s'établir en moyenne à 26,05 \$/MWh au troisième trimestre de 2015, comparativement à 63,90 \$/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 troisième trimestre de 2015, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 0,92 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 0,76 \$ US pour un dollar canadien, ce qui a eu une incidence favorable sur les prix obtenus par la Société au troisième 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.

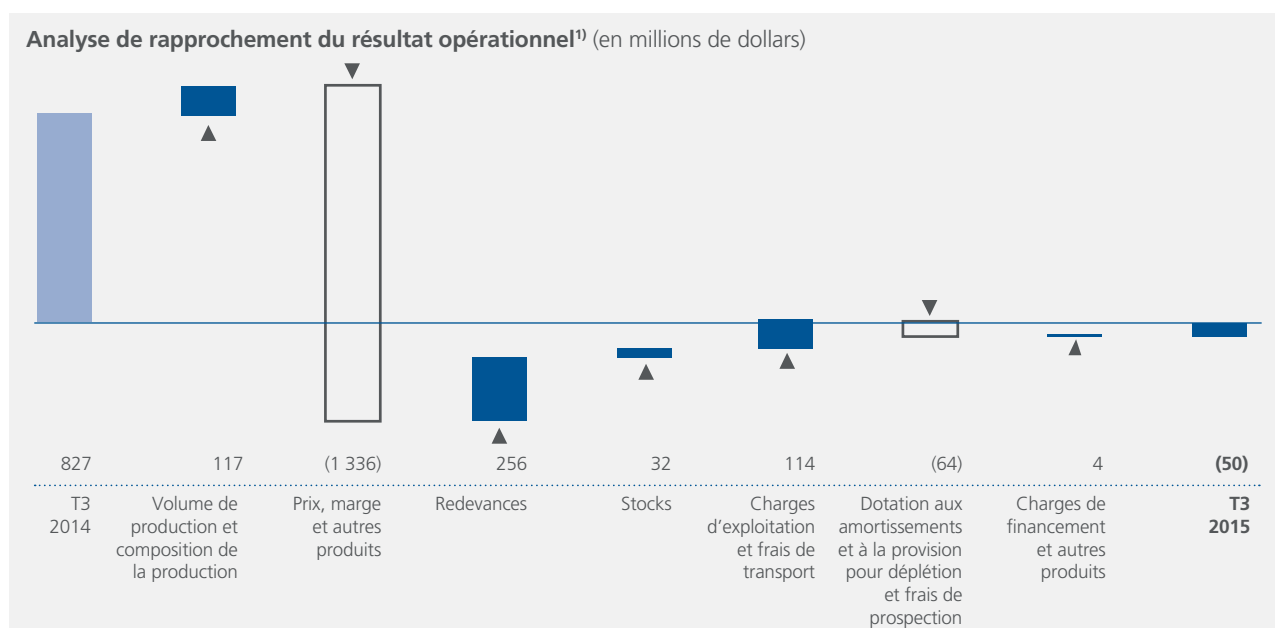
4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Produits bruts	2 272	3 955	7 315	11 723
Moins les redevances	(48)	(431)	(104)	(875)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 224	3 524	7 211	10 848
Résultat net	(50)	773	(240)	1 596
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	—	54
Perte de valeur liée au projet minier Joslyn et à d'autres actifs	—	—	—	941
Résultat d'exploitation ²⁾	(50)	827	119	2 591
<i>Sables pétrolifères</i>	(21)	801	198	2 514
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	(29)	26	(79)	77
Flux de trésorerie d'exploitation ²⁾	785	1 511	2 368	4 525

- 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) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.



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

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 21 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 801 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 la baisse des redevances, l'accroissement de la production et la diminution des charges d'exploitation et des frais de transport qui a résulté de l'incidence de la diminution de prix du gaz naturel et des mesures de réduction des coûts.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 29 M\$, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 26 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui s'explique principalement par la diminution des prix obtenus et le fléchissement de la production.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	314,9	292,5	329,6	293,5
Bitume non valorisé	115,4	119,2	102,0	99,7
Sables pétrolifères	430,3	411,7	431,6	393,2
Coentreprises des Sables pétrolifères	28,1	29,4	29,4	29,6
Total	458,4	441,1	461,0	422,8

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 neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	112,9	93,1	109,3	107,8
Diesel	30,0	34,7	32,0	30,5
Pétrole brut synthétique sulfureux	180,7	175,3	192,0	161,0
Produits valorisés	323,6	303,1	333,3	299,3
Bitume non valorisé	106,3	116,9	98,0	98,4
Total	429,9	420,0	431,3	397,7

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour s'établir à 430 300 b/j au troisième trimestre de 2015, comparativement à 411 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'accroissement de la production des activités *in situ* et 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 d'une panne d'électricité causée par les conditions météorologiques et des travaux de maintenance non planifiés portant sur des installations de valorisation. L'exécution de travaux de maintenance planifiés portant sur des installations de valorisation a entraîné un ralentissement des activités d'exploitation minière. Les travaux de maintenance planifiés pour 2015 exécutés à l'égard d'installations de valorisation ont été achevés au quatrième trimestre de 2015.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 429 900 b/j au troisième trimestre de 2015, en hausse par rapport à 420 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la production.

Les niveaux de stocks du troisième trimestre de 2015 n'ont à peu près pas varié par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a diminué pour s'établir à 28 100 b/j au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 29 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution découle essentiellement d'un incendie survenu à l'usine de valorisation Mildred Lake de Syncrude au cours du troisième trimestre de 2015. Après la clôture du trimestre, la production s'est ressentie d'autres problèmes d'exploitation qui ont retardé le retour à la production normale.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	303,3	296,9	312,3	281,2
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	471,0	439,6	470,6	416,5
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,64	0,68	0,66	0,68
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	191,7	170,9	182,9	169,2
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	27,4	28,2	29,4	26,2
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	219,1	199,1	212,3	195,4
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,6	2,8	2,6	2,9
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,8	3,0	2,9	2,8

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 303 300 b/j au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 296 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse tient principalement à l'excellente fiabilité observée au troisième trimestre de 2015.

La production de bitume tirée des activités *in situ* s'est accrue pour s'établir à 219 100 b/j au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 199 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique surtout par les volumes de production à Firebag qui ont découlé de la hausse de la fiabilité et de l'excellent rendement des puits intercalaires ainsi que par les ratios vapeur-pétrole favorables. À MacKay River, la production a diminué pour s'établir à 27 400 b/j au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 28 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement des travaux de maintenance planifiés qui ont débuté au troisième trimestre de 2015.

Le ratio vapeur-pétrole de Firebag a diminué, s'établissant à 2,6, en comparaison de 2,8 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'excellent rendement des puits intercalaires et par l'amélioration du rendement des réservoirs. Le ratio vapeur-pétrole de MacKay River a lui aussi diminué pour passer de 3,0 au troisième trimestre de 2014 à 2,8, des injections de vapeur supplémentaires ayant été requises pour la mise en service de nouveaux puits au cours de l'exercice précédent.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	62,13	109,13	67,58	114,29
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	40,86	81,28	44,50	81,77
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	47,93	89,38	52,06	93,00
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(12,86)	(16,46)	(12,17)	(16,02)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	61,00	102,21	63,03	106,32
Syncrude, par rapport au WTI	0,20	(3,63)	(1,20)	(2,70)

Les prix moyens obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour se chiffrer à 47,93 \$/b au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 89,38 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul résulte principalement de la baisse des cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par les taux de change favorables et par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées au troisième 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 troisième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'incidence de la baisse des prix du gaz naturel et des mesures de réduction des coûts. 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 troisième 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 troisième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de 2014, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la valeur des actifs qui a résulté de la mise en service d'actifs en 2014, notamment des plateformes de puits et des puits intercalaires.

Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 246	1 500	3 903	4 489
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(110)	(123)	(353)	(417)
Coûts non liés à la production ²⁾	(66)	(101)	(211)	(314)
Autres ³⁾	(1)	(98)	(64)	(156)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères	1 069	1 178	3 275	3 602
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	27,00	31,10	27,80	33,55

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 rapport de gestion.

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 27,00 \$/b au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 31,10 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'accroissement des volumes de production, conjugué à l'incidence de la baisse du coût d'approvisionnement en gaz naturel et des mesures de réduction des coûts. Les charges d'exploitation décaissées totales ont diminué, en dépit d'une augmentation de la production, pour s'établir à 1,069 G\$, en comparaison de 1,178 G\$ au troisième trimestre de 2014.

Au troisième trimestre de 2015, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées, ont été moins élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout des mesures de réduction des coûts, y compris le repli des dépenses discrétionnaires, de la baisse des charges associée à un swap sur gaz conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai et de la baisse des coûts associés aux activités destinées à soutenir la

croissance future. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions enregistrée au troisième trimestre de 2015.

Les autres facteurs, qui sont également exclus des charges d'exploitation décaissées, ont diminué au troisième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'incidence des variations de l'évaluation des stocks, en partie contrebalancée par 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.

Acquisition de Fort Hills

Au cours du troisième trimestre de 2015, la Société a convenu d'acheter auprès de Total E&P, en contrepartie de 310 M\$, une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills, sous réserve d'ajustements de clôture. Après la clôture du trimestre, la condition relative à la *Loi sur la concurrence* (Canada) a été satisfaite. La transaction devrait se conclure d'ici la fin de 2015, auquel moment la participation directe de Suncor dans le projet augmentera pour atteindre 50,8 %.

Résultats des neuf premiers mois de 2015

Le secteur Sables pétrolifères a dégagé un bénéfice d'exploitation de 119 M\$ pour les neuf premiers mois de 2015, en comparaison de 2,591 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à l'importante baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et à la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, partiellement contrebalancées par l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères, par la diminution des charges de redevances et par la baisse des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux.

Les flux de trésorerie d'exploitation se sont chiffrés à 2,368 G\$ pour les neuf premiers mois de 2015, en comparaison de 4,525 G\$ pour les neuf premiers mois de 2014. Cette diminution tient essentiellement à la baisse des prix moyens obtenus, partiellement compensée par l'accroissement des volumes de production, la diminution des redevances et la baisse des charges d'exploitation.

Les charges d'exploitation décaissées par baril se sont chiffrées en moyenne à 27,80 \$/b pour les neuf premiers mois de 2015, en baisse par rapport à 33,55 \$/b en moyenne pour la période correspondante de 2014. Cette diminution est principalement attribuable à la hausse des volumes de production et à la baisse des charges d'exploitation décaissées qui a découlé de la diminution des prix du gaz naturel, de même qu'à la diminution des frais de maintenance qui a résulté du rehaussement de la fiabilité et des mesures de réduction des coûts.

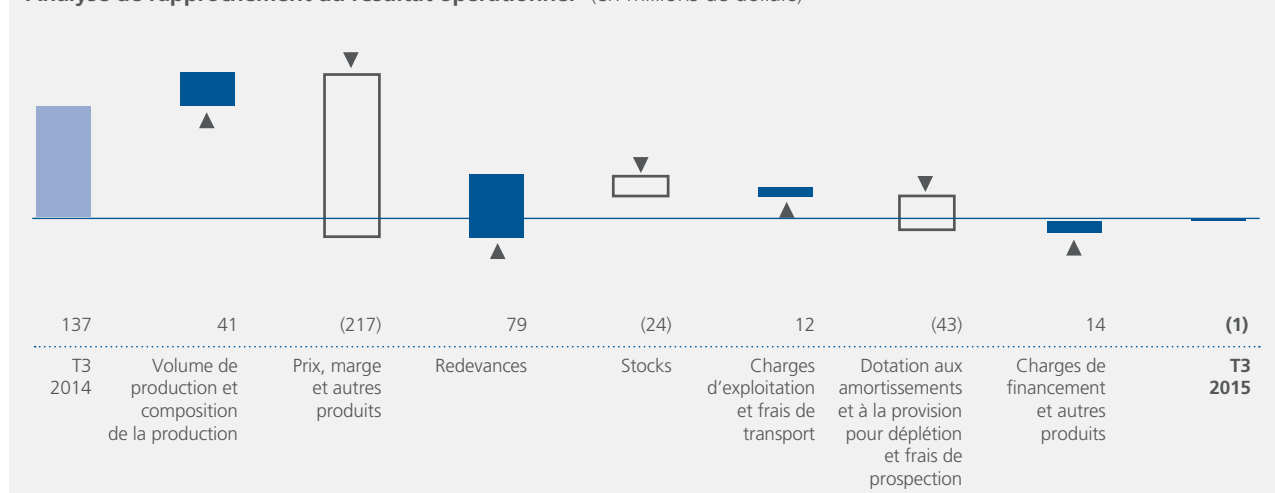
EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Produits bruts	558	953	2 107	3 637
Moins les redevances	(12)	(165)	(234)	(469)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	546	788	1 873	3 168
Résultat net	(1)	198	505	455
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	—	—	(373)	—
Produit d'assurance ²⁾	—	—	(75)	—
Perte de valeur des actifs en Libye	—	—	—	297
Profit sur cessions importantes	—	(61)	—	(61)
Réévaluation des réserves	—	—	—	(32)
Résultat d'exploitation ³⁾	(1)	137	57	659
<i>E&P Canada</i>	(5)	122	(3)	417
<i>E&P International</i>	4	15	60	242
Flux de trésorerie d'exploitation ³⁾	253	379	1 129	1 508

- 1) 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 hausse de 2 % du taux d'imposition provincial des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- 2) Produits d'assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova dans le secteur E&P.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter également à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel¹⁾ (en millions de dollars)



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

Le secteur E&P a inscrit une perte d'exploitation de 1 M\$ au troisième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 137 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

E&P Canada a inscrit une perte d'exploitation de 5 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 122 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à la baisse des prix obtenus et à une diminution de la production, en partie contrebalancées par la diminution des redevances et des charges d'exploitation.

Le bénéfice d'exploitation d'E&P International a fléchi pour s'établir à 4 M\$, comparativement à 15 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution des prix obtenus, en partie contrebalancée par l'accroissement de la production tirée de Buzzard et l'ajout de la production de Golden Eagle.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	10,4	11,9	13,7	15,1
Hibernia (kb/j)	16,6	22,3	18,9	23,9
White Rose (kb/j)	9,9	12,6	11,3	15,0
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	3,7	3,1	3,2	4,0
	40,6	49,9	47,1	58,0
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	50,0	24,2	51,2	44,8
Golden Eagle (kbep/j)	17,0	—	13,8	—
Royaume-Uni (kbep/j)	67,0	24,2	65,0	44,8
Libye (kb/j)	0,1	4,1	3,0	1,8
	67,1	28,3	68,0	46,6
Production totale (kbep/j)	107,7	78,2	115,1	104,6
Composition (liquides/gaz) (%)	95/5	96/4	96/4	96/4

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 40 600 bep/j au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 49 900 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse tient principalement à la déplétion naturelle à Hibernia et à White Rose. La production de Terra Nova rend compte de l'incidence de la progression lente qui a suivi l'achèvement des travaux de révision planifiés au début du troisième trimestre de 2015, ainsi que de l'incidence de travaux planifiés exécutés au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 67 100 bep/j au troisième trimestre de 2015, contre 28 300 bep/j enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par une production accrue à Buzzard, où des travaux de maintenance planifiés avaient eu lieu au trimestre correspondant de 2014, et par l'accroissement de la production à Golden Eagle, qui a démarré au quatrième trimestre de 2014. Quant à la production en Libye, elle 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

Dédoucement fait des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	54,23	109,94	65,04	114,68
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	1,82	3,18	2,04	4,78
E&P International (\$/bep)	60,43	106,49	64,31	113,51

Les prix obtenus pour le pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont diminué au troisième 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 troisième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des prix obtenus et de la baisse de la production sur la côte Est du Canada.

Stocks

La Société a accumulé des stocks au troisième trimestre de 2015, tandis qu'elle avait effectué des prélèvements sur les stocks au cours du 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

Les charges d'exploitation et frais de transport ont diminué au troisième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution des charges d'exploitation qui a résulté de la baisse des frais de maintenance, en partie contrebalancée par les coûts liés à la production de Golden Eagle et par une hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions au troisième trimestre de 2015.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été plus élevés au troisième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'accroissement de la production tirée de Golden Eagle. Les chiffres des deux trimestres rendent compte de l'incidence de charges comptabilisées à l'égard de puits d'exploration non exploitables en Norvège.

Résultats des neuf premiers mois de 2015

Le secteur E&P a dégagé un bénéfice d'exploitation de 57 M\$ pour les neuf premiers mois de 2015, en comparaison de 659 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice d'exploitation a subi l'incidence de la baisse des prix obtenus, partiellement contrebalancée par la diminution des redevances, la hausse de la production et la baisse des charges d'exploitation.

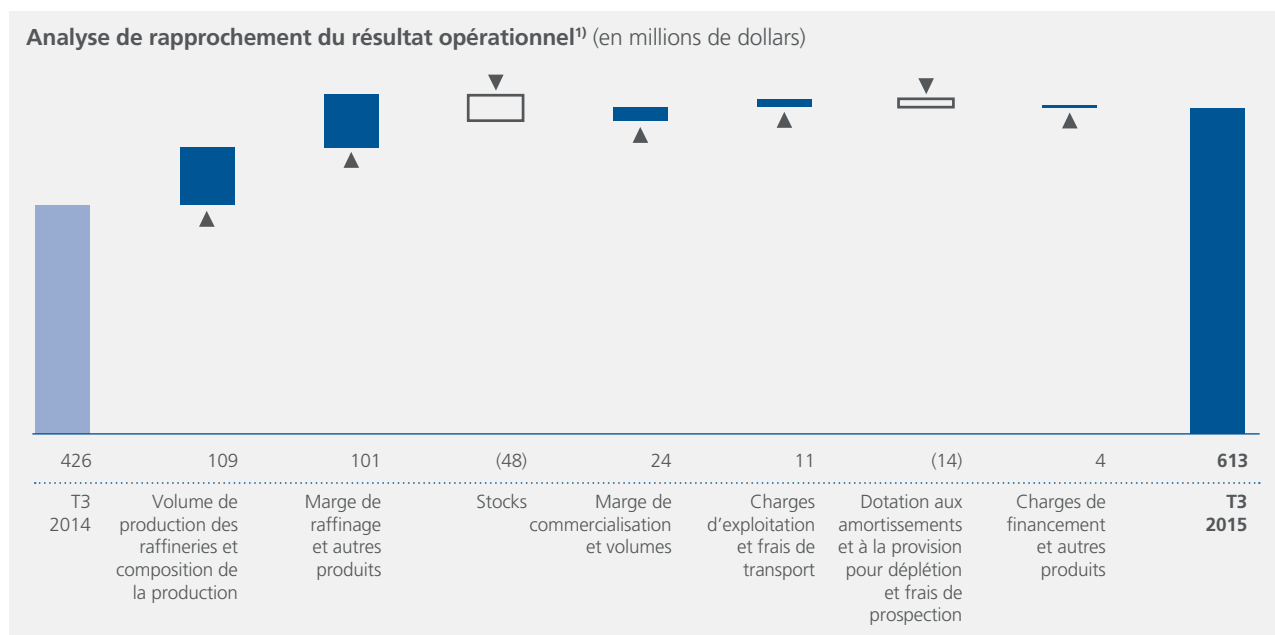
Les flux de trésorerie d'exploitation se sont chiffrés à 1,129 G\$ pour les neuf premiers mois de 2015, en comparaison de 1,508 G\$ pour les neuf premiers mois de 2014. Cette diminution tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Produits d'exploitation	5 352	7 003	15 384	20 571
Résultat net	613	426	1 768	1 519
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⁾	613	426	1 736	1 519
Activités de raffinage et d'approvisionnement	506	341	1 440	1 307
Activités de commercialisation	107	85	296	212
Flux de trésorerie d'exploitation ³⁾	798	503	2 276	1 938

- 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 rapport de gestion.



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

Le secteur Raffinage et approvisionnement a inscrit un bénéfice d'exploitation de 506 M\$ pour le troisième trimestre de 2015, en comparaison de 341 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation enregistrée au troisième trimestre de 2015 est attribuable essentiellement à une augmentation des marges de craquage de référence, à l'incidence favorable de la baisse du dollar canadien ainsi qu'à l'augmentation de la production des raffineries, facteurs

partiellement contrebalancés par l'incidence du rétrécissement des écarts de prix du brut provenant de l'intérieur des terres comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent. De plus, le résultat d'exploitation du troisième trimestre de 2015 reflète l'incidence favorable de la baisse des charges d'exploitation qui a résulté de la baisse des coûts de maintenance, des charges environnementales et des coûts de l'énergie, 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 107 M\$ pour le troisième trimestre de 2015, en comparaison de 85 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement en raison des forts volumes des ventes au détail et des marges connexes élevées, en partie contrebalancés par une augmentation de la rémunération fondée sur des actions.

Volumes

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	200,5	199,9	208,1	198,5
Ouest de l'Amérique du Nord	244,3	235,8	224,6	224,4
Total	444,8	435,7	432,7	422,9
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	90	90	94	89
Ouest de l'Amérique du Nord	102	98	94	93
Total	96	94	94	92
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	254,4	250,4	247,1	241,9
Distillat	206,3	199,0	201,6	195,7
Autres	85,7	97,7	82,0	88,5
Total	546,4	547,1	530,7	526,1

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 augmenté au troisième trimestre de 2015, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation moyen des raffineries de 96 %, en comparaison de 94 % 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 200 500 b/j au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 199 900 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 des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines effectués à la raffinerie de Montréal, qui ont été achevés au quatrième trimestre de 2015. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 244 300 b/j au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 235 800 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent, en raison surtout de travaux de maintenance planifiés exécutés à la raffinerie d'Edmonton et de problèmes touchant l'approvisionnement en hydrogène auprès de tiers au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les ventes totales se sont chiffrées à 546 400 b/j au troisième trimestre de 2015, ce qui avoisine celles de 547 100 b/j enregistrées au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'incidence de la hausse du volume de production a été contrebalancée par de plus faibles prélèvements effectués sur les stocks au troisième trimestre de 2015 par rapport au troisième trimestre de 2014.

Prix et marges

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

- Au troisième trimestre de 2015, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative du recours à la méthode DEPS¹⁾, s'est traduite par une baisse du résultat d'exploitation d'environ 274 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une baisse du résultat net d'environ 103 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une baisse totale de 171 M\$ entre les deux trimestres.
- Les marges de craquage de référence ont été dans l'ensemble plus élevées au troisième trimestre de 2015 qu'au troisième trimestre de 2014.
- Les marges de raffinage ont également été plus élevées en raison de l'incidence positive de la baisse du dollar canadien et de l'amélioration des marges sur l'asphalte, facteurs en partie 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 commercialisation ont été plus élevées au troisième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation des marges dégagées sur les ventes au détail et sur les lubrifiants.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été moins élevées au troisième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse des coûts de maintenance, de la baisse des coûts de l'énergie qui a résulté de la baisse des prix et des volumes consommés 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 déplétion 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 troisième trimestre de 2014.

Résultats des neuf premiers mois de 2015

Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé un bénéfice d'exploitation de 1,736 G\$ pour les neuf premiers mois de 2015, en comparaison de 1,519 G\$ pour la période correspondante de 2014. Cette progression est principalement attribuable à l'augmentation généralisée des marges de craquage de référence, à l'incidence favorable de la baisse du dollar canadien, à l'amélioration des marges sur l'asphalte, à la baisse des coûts de l'énergie, de la baisse des frais de maintenance et à la hausse des marges de commercialisation, facteurs en partie atténués par le rétrécissement des écarts relatifs au brut provenant de l'intérieur des terres et par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative du recours à la méthode DEPS¹⁾, s'est traduite par une baisse du résultat net et des flux de trésorerie d'exploitation d'environ 209 M\$ après impôt, comparativement à une incidence favorable d'environ 82 M\$ après impôt pour les neuf premiers mois de 2014.

Les flux de trésorerie d'exploitation se sont chiffrés à 2,276 G\$ pour les neuf premiers mois de 2015, en comparaison de 1,938 G\$ pour les neuf premiers mois de 2014. Cette augmentation tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

1) L'incidence estimative du recours à 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 neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Résultat net	(938)	(478)	(2 021)	(955)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	786	394	1 548	420
Charges de restructuration ¹⁾	—	—	57	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(5)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	(152)	(84)	(421)	(535)
Énergie renouvelable	14	18	43	63
Négociation de l'énergie	12	7	49	79
Siège social	(215)	(133)	(550)	(628)
Éliminations	37	24	37	(49)
Flux de trésorerie d'exploitation ³⁾	46	(113)	(261)	(405)

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 rapport de gestion.

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	66	72	283	289
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	101	96	307	303

Au troisième trimestre de 2015, les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 14 M\$, ce qui se rapproche de celui enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie se sont soldées par un bénéfice d'exploitation de 12 M\$ au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 7 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au troisième trimestre de 2015, la Société a enregistré des profits attribuables à ses stratégies de négociation du pétrole brut, qui ont été en partie contrebalancés par la comptabilisation d'un contrat déficitaire lié à la stratégie de transport ferroviaire de la Société.

Siège social

Le siège social a inscrit une perte d'exploitation de 215 M\$ pour le troisième trimestre de 2015, en comparaison de 133 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 troisième trimestre de 2015, la Société a incorporé une tranche de 115 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 103 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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 troisième trimestre de 2015, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 37 M\$ qui avait été précédemment éliminé, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 24 M\$ au troisième trimestre de 2014.

Résultats des neuf premiers mois de 2015

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a généré une perte d'exploitation de 421 M\$ pour les neuf premiers mois de 2015, en comparaison d'une perte d'exploitation de 535 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette diminution de la perte d'exploitation est principalement attribuable à la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions et à la diminution des charges pour les neuf premiers mois de 2015. Au cours des neuf premiers mois de 2015, la Société a incorporé une tranche de 318 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 324 M\$ au cours des neuf premiers mois 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 neuf mois closes les	
	2015	2014	2015	2014
Sables pétrolifères	1 136	975	2 914	2 872
Exploration et production	332	465	1 084	1 370
Raffinage et commercialisation	209	291	465	642
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	59	77	174	177
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 736	1 808	4 637	5 061
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(115)	(103)	(318)	(324)
	1 621	1 705	4 319	4 737

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2015			Période de neuf mois close le 30 septembre 2015		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	480	577	1 057	1 172	1 528	2 700
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	<i>318</i>	<i>80</i>	<i>398</i>	<i>595</i>	<i>163</i>	<i>758</i>
<i>Activités in situ</i>	<i>143</i>	<i>3</i>	<i>146</i>	<i>496</i>	<i>16</i>	<i>512</i>
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	<i>19</i>	<i>494</i>	<i>513</i>	<i>81</i>	<i>1 349</i>	<i>1 430</i>
Exploration et production	7	289	296	14	973	987
Raffinage et commercialisation	197	10	207	428	29	457
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	14	47	61	36	139	175
	698	923	1 621	1 650	2 669	4 319

- 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 troisième trimestre de 2015, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,621 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du troisième trimestre de 2015 ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du fait que la Société a réévalué certains projets non essentiels dans le cadre de son programme de réduction des coûts et que des réductions de coûts ont été réalisées auprès des fournisseurs. Les activités menées au troisième 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 398 M\$ au troisième trimestre de 2015. De ce montant, des tranches de 318 M\$ et de 80 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, et à certains travaux entrepris pour assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

Au troisième trimestre de 2015, la Société a conclu une entente avec TransAlta Corporation (« TransAlta ») portant sur l'échange du parc Kent Breeze de Suncor et de sa participation de 51 % dans le parc éolien Wintering Hills contre les installations de cogénération de Poplar Creek qui fournissent de la vapeur et de l'énergie aux installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor. Dans le cadre de l'entente, et aux termes d'un contrat de location de 15 ans, Suncor a pris le contrôle de deux générateurs à turbine à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur de Poplar Creek. À la fin du contrat de location de 15 ans, la propriété des générateurs à turbine à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur sera transférée à Suncor. Cette transaction a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises.

Activités in situ

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 146 M\$. De ce montant, une tranche de 143 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 513 M\$. Des dépenses en immobilisations de croissance de 494 M\$ ont été affectées principalement à la poursuite des activités de construction liées au projet Fort Hills. Les études techniques détaillées étaient achevées à hauteur de 94 % à la clôture du troisième trimestre, tandis que les activités de construction étaient achevées à hauteur de 43 %. Les dépenses engagées au cours du trimestre continuent d'être affectées notamment aux travaux d'ingénierie, aux activités d'approvisionnement, à la fabrication des modules et à la construction du site. Suncor a convenu d'acquiescer auprès de Total E&P, en contrepartie d'environ 310 M\$, une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet Fort Hills, sous réserve d'ajustements de clôture, ce qui porterait sa participation directe dans le projet à 50,8 %. Suncor prévoit qu'après la clôture de cette transaction, ses dépenses en immobilisations pour 2015 augmenteront de 70 M\$ en raison de l'augmentation de sa participation directe.

Les dépenses en immobilisations de maintien de 19 M\$ se composent de la quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations de maintien affectées aux activités de Syncrude et à la nouvelle usine de centrifugation destinée à la gestion des résidus fins.

Exploration et production

La majorité des dépenses de croissance ont été affectées à la construction du projet Hebron, qui s'est poursuivie au troisième trimestre de 2015, les premiers barils étant attendus à la fin de 2017. D'autres dépenses de croissance ont été affectées notamment à la poursuite des travaux de forage de développement à Golden Eagle.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation, qui se sont élevées à 207 M\$, se rapportent principalement aux travaux de maintenance exécutés aux raffineries d'Edmonton et de Montréal et au maintien des activités existantes.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 61 M\$. La majeure partie de ces dépenses ont été affectées directement aux projets de production d'énergie éolienne de la Société.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les 30 septembre	
	2015	2014
Rendement du capital investi ¹⁾ (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	5,1	9,4
Compte tenu des projets majeurs en cours	4,5	8,2
Ratio dette nette/flux de trésorerie d'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	1,4	0,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	1,6	7,8
Base des flux de trésorerie d'exploitation ^{2),4)}	10,0	17,7

- 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.
- 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 rapport de gestion.
- 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.
- 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 2015, de l'ordre de 5,8 G\$ à 6,4 G\$, les coûts associés aux acquisitions de COS décrites ci-après et la participation supplémentaire de 10 % dans le projet Fort Hills, 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 qui seront générés en 2015, 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. Au 30 juin 2015, COS détenait 484,6 millions d'actions ordinaires en circulation, et sa dette nette s'élevait à 2,3 G\$. COS détient une participation de 36,74 % dans le projet Syncrude, qui totaliserait 48,74 % si elle était ajoutée à la participation de Suncor. La clôture de l'offre est assujettie aux approbations réglementaires et aux conditions de clôture habituelles, y compris, entre autres, la condition que plus de 66 ⅔ % des actions ordinaires en circulation de COS soient déposées dans le cadre de l'offre sans être retirées. L'offre peut être acceptée jusqu'au 4 décembre 2015 à moins qu'elle ne soit retirée ou prolongée.

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents ont diminué pour s'établir à 5,409 G\$ pour les neuf premiers mois de 2015, en comparaison de 5,495 G\$ au 31 décembre 2014, en raison principalement des dépenses en immobilisations et frais de prospection, y compris les intérêts inscrits à l'actif, et des dividendes, qui ont été supérieurs aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation. La trésorerie et les équivalents ont augmenté pour s'établir à 5,409 G\$ à la clôture du troisième trimestre de 2015, en comparaison de 4,892 G\$ au 30 juin 2015, ce qui s'explique surtout par les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui ont été supérieurs aux dépenses en immobilisations et frais de prospection, y compris les intérêts inscrits à l'actif, et aux dividendes.

Au 30 septembre 2015, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 20 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 soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient 6,936 G\$ au 30 septembre 2015, en hausse par rapport à 4,275 G\$ au 31 décembre 2014, ce qui s'explique 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 30 septembre 2015, le ratio dette totale/dette totale

majorée des capitaux propres était de 27 % (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)	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Dettes à court terme	750	806
Tranche courante de la dette à long terme	69	34
Dettes à long terme	14 141	12 489
Dettes totales	14 960	13 329
Moins la trésorerie et ses équivalents	5 409	5 495
Dettes nettes	9 551	7 834
Capitaux propres	41 148	41 603
Dettes totales majorées des capitaux propres	56 108	54 932
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (en %)	27	24

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2015	
	T3	Cumul annuel
Dettes nettes au début de la période	9 234	7 834
Augmentation de la dette nette	317	1 717
Dettes nettes au 30 septembre 2015	9 551	9 551
Diminution (augmentation) de la dette nette		
Flux de trésorerie d'exploitation	1 882	5 512
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 736)	(4 637)
Produit de la cession d'actifs	2	271
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(392)	(1 153)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et des autres placements	949	(59)
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	(1 022)	(1 651)
	(317)	(1 717)

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	30 septembre 2015
Actions ordinaires	1 445 446
Options sur actions ordinaires – exerçables	18 230
Options sur actions ordinaires – non exerçables	11 587

Au 22 octobre 2015, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 445 406 973 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 29 733 060. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Sous réserve de l'offre présentée aux actionnaires de COS, 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 neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	1 160	11 992	1 160	28 911
Coût des rachats d'actions	40	523	40	1 178
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars)	34,90	43,58	34,90	40,73

Après le 30 septembre 2015, la Société avait racheté 69 907 actions ordinaires 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. Suncor prévoit reprendre les rachats dès que l'offre aura été réalisée ou lorsqu'elle aura retirée ou qu'elle arrivera à échéance, sous réserve des conditions du marché.

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 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 neuf mois close le 30 septembre 2015, la Société a accru ses engagements d'environ 4,9 G\$. Une tranche d'environ 4,6 G\$ est liée à des engagements relatifs aux pipelines ayant récemment obtenu l'approbation réglementaire (4,1 G\$ devant arriver à échéance en 2020 et par la suite). Ces ententes permettront de soutenir la mise en œuvre de la stratégie d'accès aux marchés 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 quatrième trimestre de 2015.

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)	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	458,4	448,7	475,6	419,3	441,1	403,1	424,4	446,5
Exploration et production	107,7	111,2	126,8	138,3	78,2	115,3	120,9	111,6
	566,1	559,9	602,4	557,6	519,3	518,4	545,3	558,1
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	7 485	8 095	7 129	8 899	10 175	10 446	10 342	9 814
Autres produits	72	49	257	192	98	203	135	380
	7 557	8 144	7 386	9 091	10 273	10 649	10 477	10 194
Résultat net	(376)	729	(341)	84	919	211	1 485	443
par action ordinaire – de base (en dollars)	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06	0,63	0,14	1,01	0,30
par action ordinaire – dilué (en dollars)	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06	0,62	0,14	1,01	0,30
Résultat d'exploitation¹⁾	410	906	175	386	1 306	1 135	1 793	973
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,28	0,63	0,12	0,27	0,89	0,77	1,22	0,66
Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾	1 882	2 155	1 475	1 492	2 280	2 406	2 880	2 350
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,30	1,49	1,02	1,03	1,56	1,64	1,96	1,58
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	5,1	7,2	5,8	8,6	9,4	10,1	12,6	11,5
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,29	0,28	0,28	0,28	0,28	0,23	0,23	0,20
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	35,69	34,40	37,01	36,90	40,53	45,50	38,61	37,24
Bourse de New York (\$ US)	26,72	27,52	29,25	31,78	36,15	42,63	34,96	35,05

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)		30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	46,45	57,95	48,65	73,15	97,20	103,00	98,70	97,45
Pétrole brut Brent ICE à Sullom Voe	\$ US/b	51,20	63,50	55,15	77,00	103,40	109,75	107,80	109,35
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	8,50	8,15	11,05	10,05	12,50	13,85	18,45	20,05
MSW à Edmonton	\$ CA/b	52,35	68,05	52,25	75,95	97,45	105,90	100,10	93,50
WCS à Hardisty	\$ US/b	33,25	46,35	33,90	58,90	77,00	82,95	75,55	65,25
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	13,20	11,60	14,75	14,25	20,20	20,05	23,15	32,20
Condensat à Edmonton	\$ US/b	44,20	57,95	45,60	70,55	93,45	105,15	102,65	94,20
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,90	2,55	2,75	3,60	4,00	4,65	5,70	3,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	26,05	57,25	29,15	30,55	63,90	42,30	61,75	48,40
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	22,25	23,85	19,20	16,15	20,50	21,55	20,40	19,60
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	23,95	20,30	16,00	14,40	17,50	19,40	18,35	12,00
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	28,75	32,55	21,50	12,45	24,60	26,10	17,40	15,35
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,55	22,90	18,00	10,15	19,10	19,55	17,15	13,45
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,81	0,81	0,88	0,92	0,92	0,91	0,95
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,75	0,80	0,79	0,86	0,89	0,94	0,90	0,94

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées 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.

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

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

- 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 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 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 réduction ponctuelle 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 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.

- Le résultat net du troisième trimestre de 2014 tient compte d'un profit après impôt de 61 M\$ à la cession des actifs de Wilson Creek du secteur E&P.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2014 tient compte d'une charge d'impôt sur le résultat et d'une charge d'intérêts connexe de 54 M\$ se rapportant à une période précédente comptabilisée par le secteur Sables pétrolifères.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 718 M\$ comptabilisée par le secteur Sables pétrolifères à l'égard de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn. Total E&P, l'exploitant du projet minier Joslyn, ainsi que Suncor et les autres coentrepreneurs du projet ont convenu de ralentir certaines activités de mise en valeur afin de se concentrer sur les études techniques en vue d'optimiser davantage le plan de mise en valeur du projet Joslyn.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 297 M\$ comptabilisée par le secteur E&P à l'égard des actifs de la Société en Libye, car certains terminaux d'exportation en Libye sont demeurés fermés durant le deuxième trimestre et la Société a révisé ses plans de production pour la durée résiduelle des contrats de partage de la production.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 223 M\$ comptabilisée par 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.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'un bénéfice après impôt de 32 M\$ découlant de la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole liée à une participation dans un actif de la Norvège que Suncor détenait auparavant.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2013 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 563 M\$ comptabilisée à l'égard des actifs en Syrie et en Libye et des actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) du secteur E&P. Conjointement avec la perte de valeur liée aux actifs en Syrie, la Société a comptabilisé un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques de 223 M\$ après impôt, montant qui avait été précédemment comptabilisé à titre de provision non courante.
- Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé un ajustement favorable après impôt de 69 M\$, qui a été apporté en vue de réduire les coûts précédemment estimés de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur en raison de l'accélération des activités liées à la fin du projet et d'une réaffectation des ressources.

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.

Instrument 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 neuf mois close le 30 septembre 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 ponctuelle 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 635 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\$.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 septembre 2015, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 ») sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis aux autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 30 septembre 2015, il ne s'était produit, au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

En raison des événements qui ont cours en Syrie, Suncor est dans l'incapacité de surveiller l'état de tous ses actifs dans ce pays et ne peut déterminer si certaines de ses installations s'y trouvant ont été endommagées. Suncor a évalué

l'environnement de contrôle en Syrie et le surveille de façon continue, et elle ne pense pas que les changements survenus dans ce pays ont une incidence significative sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière dans son ensemble.

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

Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour les prévisions qu'elle avait publiées pour 2015 afin de modifier certaines hypothèses qui sous-tendent les prix du pétrole et les taux d'impôt international. Son communiqué de presse daté du 28 octobre 2015, qui peut également être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente cette mise à jour des prévisions de la Société.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat d'exploitation, le RCI, les flux de trésorerie d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode DEPS, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous 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 à la rubrique « Information financière consolidée » du présent rapport de gestion.

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation par rapport à 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 30 septembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2015	2014
Ajustements du résultat net			
Résultat net		96	3 058
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		1 851	685
Charge d'intérêts nette		306	222
	A	2 253	3 965
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		6 573	5 793
Capitaux propres		41 983	41 132
		48 556	46 925
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		9 551	6 573
Capitaux propres		41 148	41 983
		50 699	48 556
Capital moyen investi	B	50 299	48 296
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	4,5	8,2
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	6 569	6 299
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	5,1	9,4

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 rapport de gestion pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des flux de trésorerie d'exploitation du trimestre clos le 30 septembre 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.

Trimestres clos les 30 septembre (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	(50)	773	(1)	198	613	426	(938)	(478)	(376)	919
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	790	723	340	194	170	152	33	41	1 333	1 110
Impôt sur le résultat différé	30	66	(106)	48	(20)	(42)	33	(77)	(63)	(5)
Augmentation des passifs	34	35	13	11	2	2	—	1	49	49
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	800	456	800	456
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	2	(2)	—	6	14	(19)	31	(41)	47	(56)
Perte (profit) à la cession d'actifs	1	(2)	—	(82)	(4)	—	—	—	(3)	(84)
Rémunération fondée sur des actions	26	(10)	3	(2)	14	(7)	52	(18)	95	(37)
Frais de prospection	—	—	16	16	—	—	—	—	16	16
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(46)	(70)	(1)	(9)	(6)	(4)	—	—	(53)	(83)
Autres	(2)	(2)	(11)	(1)	15	(5)	35	3	37	(5)
Flux de trésorerie d'exploitation	785	1 511	253	379	798	503	46	(113)	1 882	2 280
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	399	(428)	13	165	145	(85)	332	973	889	625
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 184	1 083	266	544	943	418	378	860	2 771	2 905

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		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	(240)	1 596	505	455	1 768	1 519	(2 021)	(955)	12	2 615
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	2 323	3 326	1 043	1 052	502	473	103	89	3 971	4 940
Impôt sur le résultat différé	346	(223)	(656)	(32)	15	(33)	106	13	(189)	(275)
Augmentation des passifs	106	106	37	33	5	5	(2)	7	146	151
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	1 581	487	1 581	487
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	34	(2)	—	2	92	(14)	(6)	(100)	120	(114)
Perte (profit) à la cession d'actifs	8	3	(5)	(82)	(105)	(1)	(3)	—	(105)	(80)
Rémunération fondée sur des actions	(8)	27	6	9	(9)	6	(41)	76	(52)	118
Frais de prospection	—	—	214	96	—	—	—	—	214	96
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(240)	(254)	(2)	(17)	(13)	(10)	—	—	(255)	(281)
Autres	39	(54)	(13)	(8)	21	(7)	22	(22)	69	(91)
Flux de trésorerie d'exploitation	2 368	4 525	1 129	1 508	2 276	1 938	(261)	(405)	5 512	7 566
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(25)	(290)	277	64	85	(595)	(408)	176	(71)	(645)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 343	4 235	1 406	1 572	2 361	1 343	(669)	(229)	5 441	6 921

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 30 septembre	
	2015	2014
Flux de trésorerie d'exploitation	7 004	9 916
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	6 537	6 834
Flux de trésorerie disponibles	467	3 082

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 rapport de gestion. 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 rapport de gestion 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
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes 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
T3	Trimestre clos le 30 septembre
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 :

- l'engagement de Suncor à investir dans une croissance rentable à long terme pour ses actifs de base;
- le fait que Suncor est d'avis qu'elle peut réellement améliorer le rendement de Syncrude en augmentant sa participation directe;
- l'apport des actifs de Poplar Creek visés par la transaction avec TransAlta dans l'entreprise devrait améliorer la fiabilité et la rentabilité de l'ensemble des activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor;
- l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge est prévue au quatrième trimestre de 2015 et 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 de l'Ouest canadien;
- les projets de croissance de Suncor, y compris : i) les énoncés concernant le projet minier Fort Hills, qui procurera à la Société environ 73 000 bblj de bitume, production qui atteindra 91 000 bblj sous réserve de 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 atteindre par la suite 90 % de la capacité devant être atteinte dans un délai de 12 mois, y compris la prévision selon laquelle la transaction visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 10 % sera conclue d'ici la fin de 2015 et qu'après la clôture de cette transaction, les dépenses en immobilisations de Suncor pour 2015 augmenteront de 70 M\$ raison de l'augmentation de sa participation directe; et ii) les énoncés au sujet du début de la production de pétrole prévue à la fin de 2017 pour le projet Hebron;
- 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 2015, de l'ordre de 5,8 G\$ à 6,4 G\$, les coûts liés aux acquisitions de COS et la participation supplémentaire de 10 % 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 qui seront générés en 2015, 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;

- 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;
- l'intention de Suncor de reprendre les rachats aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, dès que l'offre d'achat des actions de COS aura été réalisée ou lorsqu'elle aura retirée ou qu'elle arrivera à échéance, sous réserve des conditions du marché;
- 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 cotation 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 635 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 cotation.

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

certaines 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 rapport de gestion, 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 neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	7 485	10 175	22 709	30 963
Autres produits (note 4)	72	98	378	436
	7 557	10 273	23 087	31 399
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	3 084	4 664	8 917	13 069
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 053	2 297	6 384	7 248
Transport	295	226	807	706
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 333	1 110	3 971	4 940
Prospection	55	57	411	314
Profit à la cession d'actifs (notes 15 et 16)	(3)	(84)	(105)	(80)
Charges financières (note 8)	953	571	2 061	884
	7 770	8 841	22 446	27 081
Résultat avant impôt	(213)	1 432	641	4 318
Impôt sur le résultat (note 9)				
Exigible	226	518	818	1 978
Différé	(63)	(5)	(189)	(275)
	163	513	629	1 703
Résultat net	(376)	919	12	2 615
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	335	176	715	207
Profit latent à la cession d'actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 15)	—	85	—	85
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	—	(166)	55	(222)
Autres éléments du résultat global	335	95	685	70
Résultat global	(41)	1 014	697	2 685
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 10)				
De base	(0,26)	0,63	0,01	1,78
Dilué	(0,26)	0,62	0,01	1,78
Dividendes en trésorerie	0,29	0,28	0,85	0,74

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	5 409	5 495
Créances	4 101	4 275
Stocks	3 067	3 466
Impôt sur le résultat à recouvrer	493	680
Total de l'actif courant	13 070	13 916
Immobilisations corporelles, montant net	61 194	59 800
Prospection et évaluation	2 227	2 248
Autres actifs	1 148	598
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 079	3 083
Actifs d'impôt différé	13	26
Total de l'actif	80 731	79 671
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dettes à court terme	750	806
Tranche courante de la dette à long terme	69	34
Dettes et charges à payer	5 365	5 704
Tranche courante des provisions	765	752
Impôt à payer	1 201	1 058
Total du passif courant	8 150	8 354
Dettes à long terme	14 141	12 489
Autres passifs non courants	1 782	1 787
Provisions	4 920	4 895
Passifs d'impôt différé	10 590	10 543
Capitaux propres	41 148	41 603
Total du passif et des capitaux propres	80 731	79 671

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2015	30 septembre 2014	closes les 30 septembre 2015	2014
Activités d'exploitation				
Résultat net	(376)	919	12	2 615
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 333	1 110	3 971	4 940
Impôt sur le résultat différé	(63)	(5)	(189)	(275)
Charge de désactualisation	49	49	146	151
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	800	456	1 581	487
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	47	(56)	120	(114)
Profit à la cession d'actifs	(3)	(84)	(105)	(80)
Rémunération fondée sur des actions	95	(37)	(52)	118
Prospection	16	16	214	96
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(53)	(83)	(255)	(281)
Autres	37	(5)	69	(91)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	889	625	(71)	(645)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 771	2 905	5 441	6 921
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 736)	(1 808)	(4 637)	(5 061)
Acquisitions (note 14)	—	(121)	—	(121)
Produit de la cession d'actifs	2	180	271	210
Autres placements	(3)	(13)	(11)	(48)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	63	109	23	209
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 674)	(1 653)	(4 354)	(4 811)
Activités de financement				
Variation nette de la dette	(269)	(3)	(217)	(14)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	27	34	76	237
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(40)	(523)	(40)	(1 178)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(419)	(409)	(1 229)	(1 085)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(701)	(901)	(1 410)	(2 040)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents				
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	121	68	237	79
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	4 892	4 932	5 495	5 202
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	5 409	5 351	5 409	5 351
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	83	72	507	439
Impôt sur le résultat payé	310	604	1 312	2 272

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
Résultat net	—	—	—	2 615	2 615	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	207	—	207	—
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 76 \$	—	—	—	(222)	(222)	—
Résultat global	—	—	292	2 393	2 685	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	313	(28)	—	—	285	7 515
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	25	—	—	(25)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(382)	—	—	(796)	(1 178)	(28 911)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	28	—	—	33	61	—
Rémunération fondée sur des actions	—	35	—	—	35	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 085)	(1 085)	—
30 septembre 2014	19 379	605	407	21 592	41 983	1 456 919
31 décembre 2014	19 311	609	504	21 179	41 603	1 444 119
Résultat net	—	—	—	12	12	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	715	—	715	—
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 21 \$	—	—	—	55	55	—
Résultat global	—	—	630	67	697	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	99	(15)	—	—	84	2 487
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	32	—	—	(32)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(15)	—	—	(25)	(40)	(1 160)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions (note 7)	(1)	—	—	(2)	(3)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	36	—	—	36	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 229)	(1 229)	—
30 septembre 2015	19 426	630	1 134	19 958	41 148	1 445 446

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 30 septembre (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	1 618	2 943	558	858	5 345	6 951	24	19	7 545	10 771
Produits intersectoriels	654	1 012	—	95	7	52	(661)	(1 159)	—	—
Moins les redevances	(48)	(431)	(12)	(165)	—	—	—	—	(60)	(596)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 224	3 524	546	788	5 352	7 003	(637)	(1 140)	7 485	10 175
Autres produits	33	37	24	4	24	43	(9)	14	72	98
	2 257	3 561	570	792	5 376	7 046	(646)	(1 126)	7 557	10 273
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	60	72	1	119	3 729	5 659	(706)	(1 186)	3 084	4 664
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 246	1 500	116	140	538	550	153	107	2 053	2 297
Transport	182	117	25	18	99	101	(11)	(10)	295	226
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	790	723	340	194	170	152	33	41	1 333	1 110
Prospection	3	2	52	55	—	—	—	—	55	57
(Profit) perte à la cession d'actifs	1	(2)	—	(82)	(4)	—	—	—	(3)	(84)
Charges financières (produits financiers)	36	52	26	27	(6)	(4)	897	496	953	571
	2 318	2 464	560	471	4 526	6 458	366	(552)	7 770	8 841
Résultat avant impôt	(61)	1 097	10	321	850	588	(1 012)	(574)	(213)	1 432
Impôt sur le résultat										
Exigible	(41)	258	117	75	257	204	(107)	(19)	226	518
Différé	30	66	(106)	48	(20)	(42)	33	(77)	(63)	(5)
	(11)	324	11	123	237	162	(74)	(96)	163	513
Résultat net	(50)	773	(1)	198	613	426	(938)	(478)	(376)	919
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 136	975	332	465	209	291	59	77	1 736	1 808

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (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	5 599	8 504	2 019	3 270	15 354	20 465	75	68	23 047	32 307
Produits intersectoriels	1 716	3 219	88	367	30	106	(1 834)	(3 692)	—	—
Moins les redevances	(104)	(875)	(234)	(469)	—	—	—	—	(338)	(1 344)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	7 211	10 848	1 873	3 168	15 384	20 571	(1 759)	(3 624)	22 709	30 963
Autres produits	78	41	136	184	15	54	149	157	378	436
	7 289	10 889	2 009	3 352	15 399	20 625	(1 610)	(3 467)	23 087	31 399
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	183	287	3	403	10 599	16 008	(1 868)	(3 629)	8 917	13 069
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 903	4 489	376	432	1 617	1 755	488	572	6 384	7 248
Transport	475	379	76	66	287	292	(31)	(31)	807	706
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	2 323	3 326	1 043	1 052	502	473	103	89	3 971	4 940
Prospection	112	82	299	232	—	—	—	—	411	314
(Profit) Perte à la cession d'actifs	8	3	(5)	(82)	(105)	(1)	(3)	—	(105)	(80)
Charges financières (produits financiers)	114	113	60	44	(13)	2	1 900	725	2 061	884
	7 118	8 679	1 852	2 147	12 887	18 529	589	(2 274)	22 446	27 081
Résultat avant impôt	171	2 210	157	1 205	2 512	2 096	(2 199)	(1 193)	641	4 318
Impôt sur le résultat										
Exigible	65	837	308	782	729	610	(284)	(251)	818	1 978
Différé	346	(223)	(656)	(32)	15	(33)	106	13	(189)	(275)
	411	614	(348)	750	744	577	(178)	(238)	629	1 703
Résultat net	(240)	1 596	505	455	1 768	1 519	(2 021)	(955)	12	2 615
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	2 914	2 872	1 084	1 370	465	642	174	177	4 637	5 061

4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Activités de négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	6	(2)	6	104
Augmentation de la valeur des stocks	6	15	70	26
Activités de gestion des risques ¹⁾	6	47	52	33
Réévaluation des réserves ²⁾	—	—	—	145
Produits financiers et produit d'intérêts	9	16	51	78
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	11	8	25	25
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance ³⁾	17	—	121	—
Variation de la valeur des engagements relatifs au transport et autres	17	14	53	25
	72	98	378	436

- 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) 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

Pour le deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 718 M\$ (déduction faite de l'impôt de 248 M\$) liée à sa participation dans le projet minier Joslyn. Ce montant a été porté en diminution des immobilisations corporelles (318 M\$) et des actifs de prospection et d'évaluation (400 M\$). 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 effectué un test de dépréciation au 30 juin 2014 au moyen d'une approche fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie et les flux de trésorerie actualisés.

Au 30 septembre 2015, la valeur comptable résiduelle de la quote-part de la Société dans le projet minier Joslyn se chiffrait à 400 M\$.

Autres

Pour le deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 223 M\$ (déduction faite de l'impôt de 77 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

Pour le deuxième trimestre de 2014, 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\$). En raison de l'interruption de la production découlant de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation libyens et des plans de production révisés de la Société pour la durée résiduelle des contrats de

partage de la production, la Société a effectué un test de dépréciation au 30 juin 2014 au moyen d'une approche fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie et les flux de trésorerie actualisés.

Au 30 septembre 2015, la valeur comptable résiduelle de l'actif net de la Société en Libye se chiffrait à environ **[375]** M\$.

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 neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	8	8	36	35
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	90	(43)	185	285
	98	(35)	221	320

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

Sous réserve de l'offre présentée aux actionnaires de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») (note 18), 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\$ d'actions ordinaires entre le 5 août 2015 et le 4 août 2016.

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 neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	1 160	11 992	1 160	28 991
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	15	159	15	382
Résultats non distribués	25	364	25	796
Coût des rachats d'actions	40	523	40	1 178

Aux termes d'une convention de rachat automatique conclue avec un courtier indépendant, la Société a comptabilisé le passif suivant pour les rachats d'actions qui ont eu lieu au cours de la période d'interdiction de négociation de titres à l'interne.

(en millions de dollars)	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	1	—
Résultats non distribués	2	—
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	3	—

Conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables, les rachats dans le cadre du programme ont été suspendus le 5 octobre 2015 à la suite de l'offre faite aux actionnaires de COS. Suncor compte reprendre les rachats dès que l'offre aura été réalisée ou lorsqu'elle aura été retirée ou qu'elle arrivera à échéance, sous réserve des conditions du marché.

8. CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Intérêts sur la dette	220	181	644	543
Intérêts incorporés à l'actif	(115)	(103)	(318)	(324)
Charge d'intérêts	105	78	326	219
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	13	15	39	41
Charge de désactualisation	49	49	146	151
Perte de change sur la dette libellée en dollars américains	800	456	1 581	487
Écarts de change et autres	(14)	(27)	(31)	(14)
	953	571	2 061	884

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 une diminution non récurrente de l'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 635 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 neuf mois closes les	
	2015	30 septembre 2014	2015	30 septembre 2014
Résultat net	(376)	919	12	2 615
Effet dilutif des attributions comptabilisées comme des paiements réglés en actions ¹⁾	—	(13)	(1)	—
Résultat net dilué	(376)	906	11	2 615
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 446	1 461	1 446	1 467
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	—	5	1	3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 446	1 466	1 447	1 470
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	(0,26)	0,63	0,01	1,78
Résultat dilué par action	(0,26)	0,62	0,01	1,78

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 clos le 30 septembre 2015 et dilutif pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 ainsi que les dérivés disponibles à la vente de la Société, tous évalués à la juste valeur au 30 septembre 2015.

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Actifs disponibles à la vente ¹⁾	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2014	20	110	183	313
Juste valeur des contrats réalisés comptabilisés en résultat net	(19)	(158)	(183)	(360)
Variations de la juste valeur (note 4)	6	52	—	58
Juste valeur des contrats en cours au 30 septembre 2015	7	4	—	11

1) Les actifs disponibles à la vente se rapportaient à la participation de la Société dans Pioneer Energy, que la Société a vendue au cours du deuxième trimestre de 2015 (note 15).

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 30 septembre 2015, la Société avait conclu pour 1,1 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 30 septembre 2015, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	30	51	—	81
Dettes	(6)	(64)	—	(70)
	24	(13)	—	11

Au troisième 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 30 septembre 2015, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 13 G\$ (11,5 G\$ au 31 décembre 2014) et sa juste valeur, à 14,9 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 DU SECTEUR SABLES PÉTROLIFÈRES

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

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

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

Contrepartie d'achat

(en millions de dollars)	
Juste valeur des actifs liés à l'énergie éolienne	124
Juste valeur de la convention de financement différé	303
Contrepartie d'achat totale	427

Répartition du prix d'achat

La répartition du prix d'achat provisoire se fonde sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris. 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 21 septembre 2015, Suncor a annoncé qu'elle avait accepté d'acquérir une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de sables pétrolifères Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd. pour une contrepartie globale totale de 310 M\$, sous réserve des ajustements de clôture. La transaction devrait être conclue d'ici la fin de l'année. À la clôture de la transaction, la participation de Suncor dans le projet augmentera pour s'établir à 50,8 %.

En raison de l'acquisition prévue, dont la contrepartie est inférieure à la valeur comptable implicite du projet, et compte tenu de la nouvelle baisse des prix du brut, la Société a soumis le projet à un test de dépréciation au 30 septembre 2015. Le test de dépréciation a été réalisé à l'aide de la méthode de la juste valeur diminuée du coût de sortie, et aucune dépréciation n'a été relevée. Les flux de trésorerie attendus ont été calculés d'après les données sur les réserves à la fin de l'exercice 2014 et selon les hypothèses suivantes :

- prix prévu du WCS de 60 \$/b à compter de 2017, de 65 \$/b en 2018 et de 70 \$/b en 2019 (en dollars constants), augmentant par la suite de 2 % par année et ajusté pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement de l'actif et des écarts de qualité;
- taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 8,0 %;
- production d'environ 91 000 barils par jour suivant une période d'augmentation sur 12 mois débutant au quatrième trimestre de 2017;
- dépenses d'investissement futures de 3,8 G\$, compte tenu de l'acquisition prévue d'une participation supplémentaire de 10 % dans le projet.

Compte tenu des hypothèses ci-dessus, la valeur recouvrable estimée de la participation de la Société dans Fort Hills excède la valeur comptable. La valeur recouvrable est sensible aux variations des principales hypothèses. Toute modification future de ces hypothèses pourrait, à elle seule ou combinée avec d'autres, faire en sorte que la valeur recouvrable soit inférieure à la valeur comptable, ce qui pourrait donner lieu à une perte de valeur. Une diminution de 5 % des prix réalisés présumés ferait baisser la valeur recouvrable d'environ 1,1 G\$. Une augmentation de 1 % du taux d'actualisation ferait diminuer la valeur recouvrable d'environ 1,2 G\$, et une augmentation de 10 % de notre quote-part présumée des dépenses d'investissement de croissance résiduelles diminuerait la valeur recouvrable de 0,4 G\$ (les données de l'analyse de sensibilité sont présentées déduction faite de l'impôt.)

La valeur comptable de la quote-part de la Société dans le projet Fort Hills au 30 septembre 2015 s'établit à 4,4 G\$, y compris les montants attribués au projet au moment de la fusion de la Société avec Petro-Canada.

Actifs du secteur Sables pétrolifères

La direction a également soumis ses unités génératrices de trésorerie du secteur Sables pétrolifères à des tests de dépréciation au 30 septembre 2015, et aucune dépréciation n'a été décelée. Les tests ont été effectués au moyen de la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de sortie, en utilisant les mêmes hypothèses que celles indiquées ci-dessus et selon un prix du WCS de 55 \$/b en 2016.

Actifs du secteur Exploration et production

La direction a également soumis certains actifs du secteur Exploration et production à des tests de dépréciation au 30 septembre 2015, en raison du contexte de baisse des prix du pétrole brut. Les tests ont été effectués selon la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Les flux de trésorerie attendus ont été calculés au moyen des données sur les réserves à la clôture de 2014, mises à jour pour tenir compte de la production à ce jour, à partir des hypothèses suivantes :

- prix prévu du Brent de 60 \$ US/b en 2016, de 65 \$ US/b en 2017 et de 70 \$ US/b en 2018 (tous en dollars constants), 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 %.

Les tests de dépréciation n'ont décelé aucune perte de valeur. Toutefois, la valeur comptable de la quote-part de la Société dans l'actif Golden Eagle avoisine sa juste valeur. La valeur recouvrable est sensible aux variations des principales hypothèses. Toute modification de ces hypothèses pourrait, à elle seule ou combinée avec d'autres, faire en sorte que la valeur recouvrable soit inférieure à la valeur comptable, ce qui pourrait donner lieu à une perte de valeur. Une diminution de 5 % des prix réalisés présumés ferait baisser la valeur recouvrable de Golden Eagle d'environ 60 M\$. Une augmentation de 1 % du taux d'actualisation ferait diminuer la valeur recouvrable d'environ 25 M\$ (les données de l'analyse de sensibilité sont présentées déduction faite de l'impôt.)

La valeur comptable de la quote-part de la Société dans le projet Golden Eagle au 30 septembre 2015 s'établissait à 1,8 G\$.

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. Il est probable que les estimations initiales soient révisées lorsque la répartition du prix d'achat sera finalisée.

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)
Passif 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. CESSIION DE PIONNEER

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 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. CESSIIONS 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 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. ENGAGEMENTS

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la Société a accru ses engagements d'environ 4,9 G\$ en raison surtout de l'obtention de l'approbation réglementaire relativement à certains pipelines. Ces engagements permettront de soutenir la mise en œuvre de la stratégie d'accès aux marchés ainsi que les activités liées à l'accroissement de la capacité de stockage et du réseau logistique de la Société.

18. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Le 5 octobre 2015, Suncor a annoncé qu'elle avait amorcé une offre non sollicitée aux actionnaires de COS visant l'acquisition de la totalité des actions en circulation de COS pour une contrepartie d'environ 4,3 G\$. Compte tenu de l'encours de la dette nette de COS de 2,3 G\$ au 30 juin 2015, le montant total de la transaction s'établissait à environ 6,6 G\$ au moment de l'annonce. L'offre pourra être acceptée jusqu'au 4 décembre 2015, à moins qu'elle ne soit prolongée ou retirée.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le	
	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 sept. 2015	31 déc. 2014	
Produits des activités ordinaires et autres produits	7 557	8 144	7 386	9 091	10 273	23 087	31 399	40 490
Résultat net								
Sables pétrolifères	(50)	(44)	(146)	180	773	(240)	1 596	1 776
Exploration et production	(1)	44	462	198	198	505	455	653
Raffinage et commercialisation	613	663	492	173	426	1 768	1 519	1 692
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(938)	66	(1 149)	(467)	(478)	(2 021)	(955)	(1 422)
	(376)	729	(341)	84	919	12	2 615	2 699
Résultat d'exploitation^{A)}								
Sables pétrolifères	(50)	315	(146)	180	827	119	2 591	2 771
Exploration et production	(1)	77	(19)	198	137	57	659	857
Raffinage et commercialisation	613	631	492	173	426	1 736	1 519	1 692
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(152)	(117)	(152)	(165)	(84)	(421)	(535)	(700)
	410	906	175	386	1 306	1 491	4 234	4 620
Flux de trésorerie d'exploitation^{A)}								
Sables pétrolifères	785	1 058	525	875	1 511	2 368	4 525	5 400
Exploration et production	253	427	449	401	379	1 129	1 508	1 909
Raffinage et commercialisation	798	800	678	240	503	2 276	1 938	2 178
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	46	(130)	(177)	(24)	(113)	(261)	(405)	(429)
	1 882	2 155	1 475	1 492	2 280	5 512	7 566	9 058
Par action ordinaire								
Résultat net								
– de base	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06	0,63	0,01	1,78	1,84
– dilué	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06	0,62	0,01	1,78	1,84
Résultat d'exploitation – de base	0,28	0,63	0,12	0,27	0,89	1,03	2,88	3,15
Dividendes en trésorerie – de base	0,29	0,28	0,28	0,28	0,28	0,85	0,74	1,02
Flux de trésorerie d'exploitation – de base	1,30	1,49	1,02	1,03	1,56	3,81	5,16	6,19
Rendement du capital investi^{A)}								
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)				5,1	7,2	5,8	8,6	9,4
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)				4,5	6,3	5,0	7,5	8,2

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 neuf mois closes les		Période de 12 mois close le	
	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 sept. 2015	31 déc. 2014	
Sables pétrolifères								
Production totale (kb/j)	458,4	448,7	475,6	419,3	441,1	461,0	422,8	421,9
Secteur Sables pétrolifères								
Volumes de production (kb/j)								
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	314,9	327,4	346,5	276,3	292,5	329,6	293,5	289,1
Bitume non valorisé	115,4	96,4	93,9	107,9	119,2	102,0	99,7	101,8
Production du secteur Sables pétrolifères	430,3	423,8	440,4	384,2	411,7	431,6	393,2	390,9
Production de bitume (kb/j)								
Production minière	303,3	315,5	318,3	254,1	296,9	312,3	281,2	274,4
Activités <i>in situ</i> – Firebag	191,7	168,1	188,7	182,2	170,9	182,9	169,2	172,0
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	27,4	31,5	29,3	28,7	28,2	29,4	26,2	27,0
Total de la production de bitume	522,4	515,1	536,3	465,0	496,0	524,6	476,6	473,4
Ventes (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	112,9	102,4	112,5	75,5	93,1	109,3	107,8	99,7
Diesel	30,0	35,1	30,8	31,2	34,7	32,0	30,5	30,7
Brut léger sulfureux	180,7	194,4	201,3	152,7	175,3	192,0	161,0	158,9
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	323,6	331,9	344,6	259,4	303,1	333,3	299,3	289,3
Bitume non valorisé	106,3	91,8	95,8	110,2	116,9	98,0	98,4	101,4
Total des ventes	429,9	423,7	440,4	369,6	420,0	431,3	397,7	390,7
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)								
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	62,13	77,65	63,36	88,78	109,13	67,58	114,29	109,02
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	40,86	52,71	40,10	61,68	81,28	44,50	81,77	76,66
Moyenne	47,93	60,81	47,67	69,51	89,38	52,06	93,00	87,46
Charges d'exploitation décaissées²⁾ (\$/b)								
Charges décaissées	24,95	26,15	25,70	31,15	28,10	25,60	29,55	30,00
Gaz naturel	2,05	1,85	2,70	3,30	3,00	2,20	4,00	3,80
	27,00	28,00	28,40	34,45	31,10	27,80	33,55	33,80
Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> seulement²⁾ (\$/b)								
Charges décaissées	8,80	9,25	9,90	8,85	9,45	9,30	10,70	10,20
Gaz naturel	3,75	3,80	4,10	5,20	5,80	3,90	6,90	6,45
	12,55	13,05	14,00	14,05	15,25	13,20	17,60	16,65
Syncrude								
Production (kb/j)	28,1	24,9	35,2	35,1	29,4	29,4	29,6	31,0
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)	61,00	75,19	56,00	81,85	102,21	63,03	106,32	99,32
Charges d'exploitation décaissées²⁾ (\$/b)*								
Charges décaissées	39,70	54,45	34,20	42,85	42,20	41,70	48,35	46,75
Gaz naturel	1,95	1,65	1,50	1,85	2,20	1,70	2,60	2,40
	41,65	56,10	35,70	44,70	44,40	43,40	50,95	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				30 sept. 2014	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2014
	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014		30 sept. 2015	30 sept. 2014	
Production totale (kbep/j)	107,7	111,2	126,8	138,3	78,2	115,1	104,6	113,0
Volumes de production								
Exploration et production – Canada								
<i>Côte Est du Canada</i>								
Terra Nova (kb/j)	10,4	7,3	23,3	24,0	11,9	13,7	15,1	17,3
Hibernia (kb/j)	16,6	18,3	22,0	20,8	22,3	18,9	23,9	23,1
White Rose (kb/j)	9,9	11,4	12,8	13,3	12,6	11,3	15,0	14,6
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	3,7	2,4	3,6	2,4	3,1	3,2	4,0	3,6
	40,6	39,4	61,7	60,5	49,9	47,1	58,0	58,6
Exploration et production – International								
Buzzard (kbep/j)	50,0	52,4	51,4	54,0	24,2	51,2	44,8	47,1
Golden Eagle (kbep/j)	17,0	14,5	9,8	2,2	—	13,8	—	0,6
Royaume-Uni (kbep/j)	67,0	66,9	61,2	56,2	24,2	65,0	44,8	47,7
Libye (kb/j)	0,1	4,9	3,9	21,6	4,1	3,0	1,8	6,7
	67,1	71,8	65,1	77,8	28,3	68,0	46,6	54,4
Revenus nets								
Côte Est du Canada (\$/b)								
Prix moyen obtenu	59,09	78,23	66,38	80,42	112,68	68,39	117,15	108,21
Redevances	(4,39)	(16,38)	(17,58)	(14,52)	(31,71)	(14,23)	(29,84)	(25,97)
Frais de transport	(2,97)	(1,73)	(1,76)	(1,91)	(2,27)	(2,02)	(1,98)	(1,97)
Charges d'exploitation	(17,66)	(16,63)	(9,57)	(14,66)	(13,74)	(13,58)	(12,43)	(13,11)
Revenus d'exploitation nets	34,07	43,49	37,47	49,33	64,96	38,56	72,90	67,16
Royaume-Uni (\$/bep)								
Prix moyen obtenu	62,86	72,84	64,48	84,87	109,67	66,78	116,45	106,96
Frais de transport	(2,43)	(2,66)	(2,32)	(2,60)	(3,18)	(2,47)	(2,94)	(2,84)
Charges d'exploitation	(5,99)	(5,86)	(7,33)	(4,47)	(14,74)	(6,32)	(7,52)	(6,42)
Revenus d'exploitation nets	54,44	64,32	54,83	77,80	91,75	57,99	105,99	97,70

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	30 sept. 2015	Trimestres clos les			30 sept. 2014	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2014
		30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014		30 sept. 2015	30 sept. 2014	
Raffinage et commercialisation								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	546,4	525,5	519,7	548,2	547,1	530,7	526,1	531,7
Pétrole brut traité (kb/j)	444,8	416,8	437,1	440,8	435,7	432,7	422,9	427,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	96	90	95	95	94	94	92	93
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	119,1	121,8	118,6	120,8	122,1	119,9	120,5	120,6
Distillats	90,5	91,8	96,0	84,9	81,7	92,7	80,9	81,9
Total des ventes de carburants de transport	209,6	213,6	214,6	205,7	203,8	212,6	201,4	202,5
Produits pétrochimiques								
Asphalte	18,4	12,0	7,6	13,3	17,8	12,7	13,7	13,6
Autres	24,8	31,8	31,0	36,4	32,8	29,2	31,3	32,5
Total des ventes de produits raffinés	263,2	268,0	266,5	268,4	265,5	265,9	258,2	260,7
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	200,5	211,6	212,4	201,0	199,9	208,1	198,5	199,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	90	95	96	91	90	94	89	90
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	135,3	126,7	119,2	126,6	128,3	127,2	121,4	122,8
Distillats	115,8	100,7	110,2	126,7	117,3	108,9	114,8	117,8
Total des ventes de carburants de transport	251,1	227,4	229,4	253,3	245,6	236,1	236,2	240,6
Asphalte								
Asphalte	13,9	13,9	9,7	10,6	13,5	12,3	10,5	10,6
Autres								
Autres	18,2	16,2	14,1	15,9	22,5	16,4	21,2	19,8
Total des ventes de produits raffinés	283,2	257,5	253,2	279,8	281,6	264,8	267,9	271,0
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	244,3	205,2	224,7	239,8	235,8	224,6	224,4	228,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	102	86	94	100	98	94	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 « Mises 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