

TROISIÈME TRIMESTRE 2014

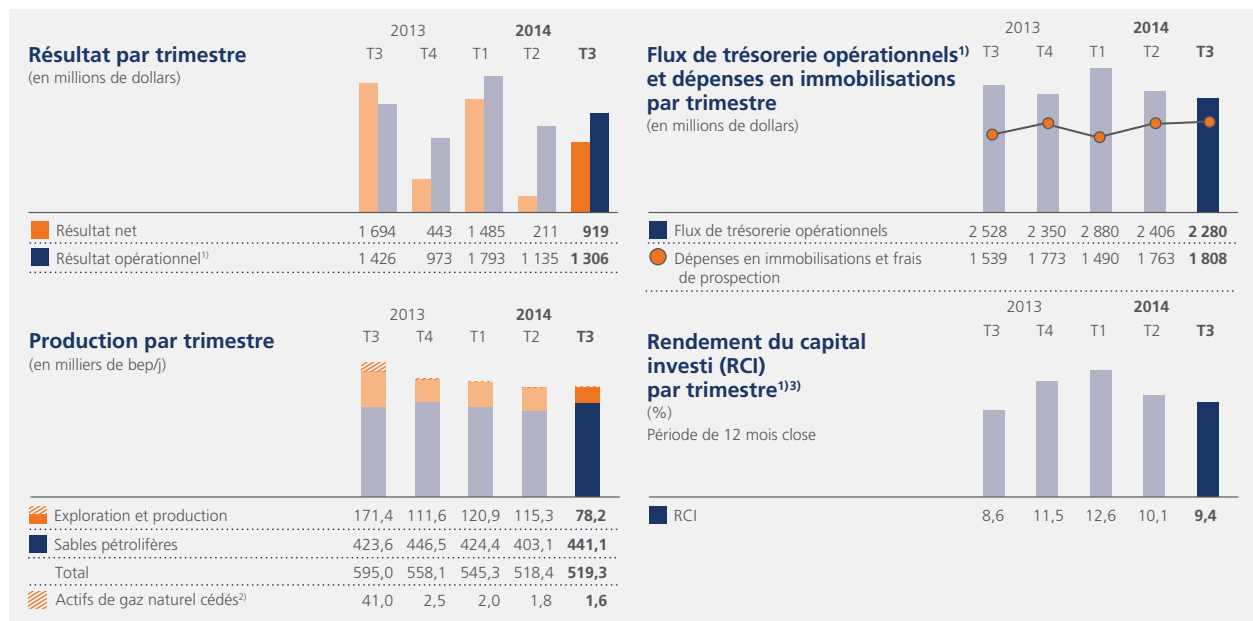
Rapport aux actionnaires pour la période close le 30 septembre 2014

Résultats du troisième trimestre de Suncor Énergie

Toute l'information financière est non audité et est présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait référence 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 non définies par les PCGR, il convient de se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » figurant dans le rapport de gestion de Suncor daté du 29 octobre 2014 (le « rapport de gestion »). Se reporter également 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 connu un excellent trimestre financier malgré la baisse des prix du pétrole brut », a déclaré le président et chef de la direction, Steve Williams. « Notre stratégie ciblée, notre modèle intégré et notre excellent état de la situation financière constituent des atouts concurrentiels qui continueront de bien nous servir dans le contexte actuel de baisse du prix du pétrole brut. »

- Résultat opérationnel¹⁾ de 1,306 G\$ (0,89 \$ par action ordinaire) et bénéfice net de 919 M\$ (0,63 \$ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie opérationnels¹⁾ trimestriels de 2,280 G\$ (1,56 \$ par action ordinaire) et augmentation de 48 % des flux de trésorerie disponibles¹⁾, qui ont atteint 3,082 G\$ pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2014.
- Taux élevé d'utilisation des raffineries dans le secteur Raffinage et commercialisation ayant permis à Suncor de tirer parti du contexte commercial favorable en aval, ce qui témoigne de la solidité du modèle intégré de la Société.
- Production record de 411 700 barils (b/j) par jour dans le secteur Sables pétrolifères qui, conjuguée à la priorité soutenue accordée par la Société à la gestion des coûts, a permis à Suncor de réduire ses charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ à 31,10 \$ pour le trimestre.
- Cession réussie des actifs du secteur Exploration et production dans la région de Wilson Creek et annonce de la vente des actifs de Pioneer et de l'acquisition d'une installation de récupération du soufre dans le secteur Raffinage et commercialisation, ce qui met en relief l'accent mis par Suncor sur ses actifs essentiels.
- Capacité ferroviaire accrue et nouveaux engagements de chargement et de déchargement qui donnent à la Société un accès élargi à de nouveaux marchés et aux marchés actuels.



1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du bénéfice net et du résultat opérationnel est présenté à la page 4. 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) Production liée aux actifs de gaz naturel conventionnel cédés.

3) Compte non tenu de l'incidence de la perte de valeur de 1,614 G\$ de Voyageur, le RCI aurait été de 12,9 % pour le troisième trimestre de 2013. 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 13,1 % et de 12,4 % pour les deuxième et troisième trimestres de 2014.

Résultats financiers

Suncor Énergie Inc. a obtenu d'excellents résultats financiers au troisième trimestre dans un contexte de baisse des cours des marchandises, dont un résultat opérationnel de 1,306 G\$ (0,89 \$ par action ordinaire) et des flux de trésorerie opérationnels de 2,280 G\$ (1,56 \$ par action ordinaire), contre 1 426 G\$ (0,95 \$ par action ordinaire) et 2,528 G\$ (1,69 \$ par action ordinaire), respectivement, pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les faits saillants des résultats du trimestre écoulé comprennent une production élevée dans le secteur Sables pétrolifères et une forte utilisation des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation, qui ont bénéficié d'un contexte commercial favorable en aval. La diminution du résultat opérationnel et des flux de trésorerie opérationnels par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent est principalement attribuable à la baisse des volumes de production du secteur Exploration et production et à une baisse des prix obtenus en amont en raison de la baisse des cours de référence. Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2014, les flux de trésorerie disponibles ont augmenté pour atteindre 3,082 G\$, contre 2,083 G\$ pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013.

Le bénéfice net s'est établi à 919 M\$ (0,63 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2014, en comparaison d'un bénéfice net de 1 694 G\$ (1,13 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2014 tient compte d'un profit après impôt de 61 M\$ à la cession des actifs du secteur Exploration et production dans la région de Wilson Creek, contrebalancé par une charge d'impôt et d'intérêts de 54 M\$ liée à une période antérieure dans le secteur Sables pétrolifères. Le bénéfice net tient également compte de l'incidence d'une perte de change après impôt de 394 M\$ à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains, comparativement à un profit de change après impôt de 138 M\$ et à un profit après impôt de 130 M\$ tiré de la vente d'activités liées au gaz conventionnel pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2014 reflète également les facteurs ayant eu une incidence sur le résultat opérationnel décrits précédemment.

Résultat opérationnel

Les résultats de Suncor pour le trimestre écoulé ont continué à bénéficier d'un portefeuille rentable composé d'actifs dont la production est constituée en quasi-totalité de pétrole brut, comparativement à 93 % de pétrole brut au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production totale en amont de Suncor s'est établie à 519 300 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) au troisième trimestre de 2014, en baisse par rapport à 595 000 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse s'explique par la vente d'activités liées au gaz naturel conventionnel, par les travaux de maintenance planifiés dans le secteur Exploration et production et par la baisse de production en Libye, facteurs contrebalancés partiellement par une hausse des volumes de production dans le secteur Sables pétrolifères.

Le secteur Sables pétrolifères a augmenté ses volumes de production, qui sont passés à 411 700 b/j au troisième trimestre de 2014, comparativement à 396 400 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par l'accroissement de la production à Firebag qui a suivi la mise en service de l'infrastructure destinée au bitume chaud au troisième trimestre de 2013. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par les travaux de maintenance non planifiés aux installations de valorisation et d'extraction minière, le début des travaux de maintenance planifiés portant sur une unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 à la fin du troisième trimestre et l'incidence d'une panne d'électricité causée par les conditions météorologiques et touchant l'ensemble des installations. Les travaux de maintenance non planifiés comprenaient des travaux causés par un arrêt survenu à l'usine de valorisation 2 à la fin de septembre. La production est revenue à des taux normaux à la mi-octobre et la Société prévoit donc qu'elle se situera dans l'extrémité inférieure de sa fourchette prévisionnelle annuelle.

« L'accroissement de la production et l'accent soutenu sur la gestion des coûts ont contribué à faire diminuer les charges d'exploitation décaissées par baril dans notre secteur Sables pétrolifères », a déclaré M. Williams.

Au troisième trimestre de 2014, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir en moyenne à 31,10 \$/b, comparativement à 32,60 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est principalement attribuable à l'augmentation des volumes de production. Les charges d'exploitation décaissées totales ont diminué légèrement par rapport à celles de l'exercice précédent, principalement en raison de la baisse des charges d'exploitation minière, laquelle a été contrebalancée partiellement par la hausse du prix des intrants de gaz naturel et des coûts de maintenance. Cependant, le caractère saisonnier du secteur Sables pétrolifères influe habituellement sur les charges d'exploitation décaissées de la Société et la direction prévoit qu'elles augmenteront légèrement au quatrième trimestre.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a augmenté, passant de 27 200 b/j au troisième trimestre de 2013 à 29 400 b/j au troisième trimestre de 2014, principalement en raison de la diminution des travaux de maintenance planifiés au cours du trimestre écoulé.

Les volumes de production du secteur Exploration et production ont diminué, passant de 171 400 bep/j au troisième trimestre de 2013 à 78 200 bep/j au troisième trimestre de 2014. Cette baisse s'explique principalement par la vente d'activités liées au gaz naturel conventionnel de la Société, l'incidence des travaux de maintenance planifiés à Buzzard et Terra Nova et la baisse des volumes de production en Libye alors que les activités reprenaient lentement.

Au cours du troisième trimestre de 2014, le secteur Raffinage et commercialisation a entrepris des travaux de maintenance planifiés aux raffineries de Montréal, de Sarnia et d'Edmonton, ce qui s'est traduit par une diminution du taux d'utilisation moyen des raffineries à 94 % comparativement à 98 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pendant les travaux de maintenance à la raffinerie de Montréal, les travaux visant à rénover l'unité d'hydrocraquage qui devrait améliorer le rendement global de la production se sont poursuivis. Ce projet devrait être achevé d'ici la fin du quatrième trimestre de 2014.

Mise à jour concernant notre stratégie

La Société répartit son capital selon un ensemble de priorités clairement définies : assurer des activités durables et fiables; investir dans la croissance rentable et offrir d'excellents rendements aux actionnaires sous forme de dividendes et par la voie de rachats d'actions. Au troisième trimestre de 2014, Suncor a continué à démontrer sa volonté d'offrir de la valeur à ses actionnaires en versant des dividendes de 409 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire) et en rachetant des actions pour 523 M\$. Au cours du trimestre, Suncor a vendu ses actifs du secteur Exploration et production dans la région de Wilson Creek pour 168,5 M\$, ce qui a donné lieu à un profit après impôt à la cession d'actifs de 61 M\$ et annoncé avoir conclu une entente en vue de la vente de sa participation de 50 % dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy pour 182,5 M\$, ce qui devrait donner lieu à un profit après impôt d'environ 85 M\$, compte non tenu des ajustements de clôture. Suncor a également conclu l'acquisition d'une installation de récupération du soufre à la raffinerie de Montréal pour 121 M\$. Ces transactions respectent l'approche de la Société qui consiste à se concentrer sur les actifs qui s'inscrivent dans sa stratégie à long terme de la Société.

« Suncor a adopté une stratégie claire centrée sur notre modèle intégré », a ajouté M. Williams. « Nous continuons de nous concentrer sur nos actifs essentiels, comme en témoigne la vente de nos actifs de Wilson Creek, l'annonce de la vente de notre participation dans Pioneer et l'acquisition d'une installation de récupération du soufre près de notre raffinerie de Montréal. »

Investir dans l'intégration et l'accès au marché

Les initiatives d'intégration et d'accès au marché demeurent également prioritaires pour Suncor. Au troisième trimestre de 2014, Suncor a accru la capacité de son réseau logistique médian au moyen de nouvelles ententes ferroviaires, dont une entente de déchargement à un terminal ferroviaire situé à Tracy, au Québec, ce qui accroît davantage la capacité de Suncor d'accéder à de nouveaux marchés et aux marchés existants.

La raffinerie de Montréal a continué à recevoir du brut provenant de l'intérieur des terres acheminé par rail en plus des expéditions par voie maritime de bruts à prix inférieurs de la côte du Golfe des États-Unis lorsque la conjoncture du marché était favorable. Le projet d'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge, conjugué à l'accès actuel de Suncor aux réseaux ferroviaires devraient offrir à la Société la souplesse nécessaire pour approvisionner sa raffinerie de Montréal avec divers types de bruts provenant de l'intérieur des terres en 2015 après la mise en service du pipeline.

Le modèle intégré de la Société et un excellent accès au marché ont permis à Suncor d'obtenir des prix mondiaux sur des volumes équivalant à près de 97 % de sa production en amont au troisième trimestre de 2014.

Secteur Sables pétrolifères

Suncor continue de travailler en vue de l'obtention d'une décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissement de MacKay River, qui vise une capacité nominale initiale d'environ 20 000 b/j. La production de pétrole des puits associés au projet de désengorgement des installations de MacKay River a débuté au troisième trimestre de 2014. Ce projet de désengorgement vise à accroître la capacité totale de production d'environ 20 %, pour l'amener à 38 000 b/j d'ici la fin de 2015. En outre, Suncor continue de faire progresser d'autres initiatives de désengorgement des infrastructures logistiques et des installations de Firebag en se concentrant sur la valorisation des actifs, l'efficacité opérationnelle et l'amélioration de la fiabilité.

Coentreprises de Sables pétrolifères

Les activités du projet minier Fort Hills sont demeurées axées sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'approvisionnement et le démarrage du chantier qui s'est poursuivi. Les principales activités de construction au cours du trimestre consistaient entre autres à couler du béton de fondation, à construire des réservoirs de séparation destinés à l'extraction secondaire, à construire un gîte de camp et à mettre en service des installations de traitement de l'eau. Les travaux liés aux études techniques détaillées étaient achevés à environ 55 % à la fin du troisième trimestre. Ce projet devrait procurer à Suncor environ 73 000 b/j de bitume. La production de pétrole devrait débuter dès le quatrième trimestre de 2017 et atteindre 90 % de sa capacité prévue dans les 12 mois suivants.

Exploration et production

Le projet Golden Eagle a continué de progresser, la production de pétrole étant censée débuter à la fin de 2014. Les activités de forage se poursuivront en 2015, année au cours de laquelle la cadence de production du projet augmentera jusqu'à sa capacité prévue. Au projet Hebron, la structure gravitaire a été transférée avec succès de la cale sèche à son emplacement en eau profonde au troisième trimestre de 2014. Les travaux de construction se poursuivent à la structure gravitaire et à l'installation de surface à la tête du puits, les premiers barils de pétrole du projet étant attendus en 2017.

La Société mène actuellement de nombreux projets d'extension visant à agrandir des installations et infrastructures existantes du secteur Côte Est du Canada. Après l'achèvement des installations sous-marines de l'unité d'extension sud d'Hibernia en 2013, les activités de forage se sont poursuivies au cours du troisième trimestre de 2014. La phase finale du projet d'extension sud de White Rose était en voie d'achèvement au troisième trimestre de 2014. L'unité d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension sud de White Rose devraient accroître la production globale à compter de 2015 et prolonger la vie productive des champs existants. Une décision d'autorisation des dépenses visant à poursuivre la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon à Hibernia et l'agrandissement dans la partie ouest de White Rose est attendue en 2015.

En juillet 2014, la National Oil Company de Libye a annoncé la levée de l'état de force majeure touchant les exportations de pétrole provenant des deux derniers terminaux touchés par l'agitation politique. En septembre 2014, la Société a effectué des chargements et vendu des stocks à partir de l'un des terminaux. Suncor continue de travailler avec la National Oil Company de Libye afin d'obtenir la levée d'autres mesures imposées. La production reprend lentement. Cependant, la région demeure instable et le moment où les ventes futures reprendront et la capacité de retourner à des niveaux de production normaux demeurent incertains.

Rapprochement du résultat opérationnel ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Résultat net	919	1 694	2 615	3 468
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	394	(138)	420	262
Pertes de valeur ²⁾	—	—	1 238	—
Réévaluation des réserves ³⁾	—	—	(32)	—
Profit sur cessions importantes ⁴⁾	(61)	(130)	(61)	(130)
Charge d'impôt sur le résultat ⁵⁾	54	—	54	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur ⁶⁾	—	—	—	127
Résultat opérationnel ¹⁾	1 306	1 426	4 234	3 727

- 1) Le résultat opérationnel 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 rapport de gestion.
- 2) Représente les pertes de valeur après impôt de 718 M\$ liées à la participation de la Société dans le projet minier Joslyn, de 297 M\$ liées aux actifs de la Société en Libye et de 223 M\$ liées à certains actifs du secteur Sables pétrolifères inscrite par suite d'un examen des options de réaffectation découlant d'une révision antérieure des stratégies de croissance.
- 3) Représente la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole reçus dans le cadre d'une participation dans un actif norvégien dont Suncor était auparavant propriétaire.
- 4) Représente un profit après impôt tiré de la cession d'une part importante des activités de la Société liées au gaz naturel dans l'Ouest canadien au cours du troisième trimestre de 2013 et le profit après impôt à la vente des actifs de gaz naturel de la Société dans la région de Wilson Creek au cours du troisième trimestre de 2014.
- 5) Représente la charge d'impôt exigible et la charge d'intérêts connexe comptabilisées au cours du troisième trimestre de 2014 et liées au calendrier des déductions pour amortissement aux fins de l'impôt de certaines dépenses en immobilisations faites dans le secteur Sables pétrolifères au cours d'une période précédente.
- 6) Représente le coût prévu de l'abandon du projet, y compris les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, ainsi que des frais liés à l'annulation de contrats.

Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour ses hypothèses concernant le marché pour 2014 publiées le 31 juillet 2014. Les hypothèses suivantes sur l'ensemble de l'exercice 2014 ont été ajustées : Brent, Sullom Voe passant de 105,00 \$ US/b à 102,00 \$ US/b; pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing de 98,00 à 96,00 \$ US/b et Western Canadian Select à Hardisty de 75,00 \$ US/b à 76,00 \$ US/b; prix au comptant AECO-C de 4,50 \$ le gigajoule à 4,20 \$ le gigajoule et taux de change (\$ US/\$ CA) de 0,92 \$ à 0,91 \$.

Pour de plus amples détails et mises en garde concernant les prévisions de la Société pour 2014, veuillez consulter www.suncor.com/guidance.

Conversion des mesures

Certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep à raison de six kpi³ équivalent pour un baril. Se reporter à la rubrique « Conversion des mesures » du rapport de gestion.

RAPPORT DE GESTION

Le 29 octobre 2014

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 les sables bitumineux de l'Athabasca, situés au Canada. De plus, nous exerçons des activités de prospection, d'acquisition, de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel au Canada et à l'échelle internationale, nous transportons et raffinons du pétrole brut et nous commercialisons des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. De temps à autre, nous commercialisons des 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, d'électricité 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 2013 (le « rapport annuel 2013 »). Toute mention d'E&P Canada désigne à la fois les activités extracôtières menées par le secteur Côte Est du Canada et les activités terrestres menées par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) de Suncor. Toute mention d'E&P International désigne les biens du secteur auparavant désigné « International ».

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 2014, à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2013 et à son rapport de gestion annuel 2013.

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 28 février 2014 (la « notice annuelle de 2013 »), 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	6
2. Faits saillants du troisième trimestre	8
3. Information financière consolidée	9
4. Résultats sectoriels et analyse	15
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	28
6. Situation financière et situation de trésorerie	31
7. Données financières trimestrielles	35
8. Autres éléments	37
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	39
10. Abréviations courantes	43
11. Énoncés prospectifs	44

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 »). En date du 1^{er} janvier 2013, Suncor a adopté de nouvelles normes comptables et des normes comptables révisées. Les chiffres comparatifs présentés dans le

présent rapport de gestion qui se rapportent aux résultats de Suncor pour 2012 ont été retraités, conformément aux dispositions transitoires des nouvelles normes et des normes révisées.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, 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 considéré.

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie opérationnels, les flux de trésorerie disponibles, le rendement du capital investi (le « RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat opérationnel est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Des rapprochements des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et des stocks selon la méthode DEPS, définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR », avec les mesures établies conformément aux PCGR sont présentés à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie opérationnels, les flux de trésorerie disponibles et le RCI 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.

Ces mesures financières hors PCGR sont présentées parce que la direction les utilise 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. Elles ne doivent donc pas être prises en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies conformément aux PCGR.

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, la volatilité des prix des marchandises et les fluctuations des taux de change; les pannes opérationnelles et les incidents majeurs en matière d'environnement et de sécurité; les risques liés à l'exécution de projets; les risques liés à la gestion des coûts; les risques liés aux politiques gouvernementales, notamment les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt sur le résultat; les risques liés à la réglementation environnementale, notamment les lois relatives aux changements climatiques et à la remise en état de sites; le risque de pénurie de travailleurs qualifiés et de ressources; les risques liés à la capacité de changement; ainsi que les autres facteurs précisés à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent document. Une analyse détaillée des facteurs de risque touchant la Société est présentée à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2013 et de la notice annuelle de 2013.

Le présent document contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Ces énoncés sont soumis à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent document et dans les autres documents d'information de Suncor, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces informations sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent document.

Conversions des mesures

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

Abréviations courantes

Pour obtenir une liste des abréviations utilisées dans le présent rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Abréviations courantes ».

2. FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE

- **D'excellents résultats financiers ont été enregistrés au troisième trimestre.**
 - Le bénéfice net s'est établi à 919 M\$ au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 1,694 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. 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 comptabilisé par le secteur Exploration et production, contrebalancé par une charge d'impôt et d'intérêts de 54 M\$ liée à une période précédente comptabilisée par le secteur Sables pétrolifères et par l'incidence d'une perte de change après impôt de 394 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, en comparaison d'un profit de change après impôt de 138 M\$ et d'un profit après impôt de 130 M\$ à la vente d'activités liées au gaz naturel conventionnel pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
 - Le bénéfice opérationnel¹⁾ s'est établi à 1,306 G\$ au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 1,426 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse tient principalement au fléchissement des volumes de production à Buzzard par suite de travaux de maintenance planifiés et à la vente d'activités liées au gaz naturel conventionnel conclue au troisième trimestre de 2013 dans le secteur Exploration et production, de même qu'à la diminution des prix obtenus en amont attribuable à la baisse des cours de référence. Ces facteurs ont été contrebalancés par la production record enregistrée par le secteur Sables pétrolifères, par le contexte commercial favorable en aval dont a bénéficié le secteur Raffinage et commercialisation et par le produit inscrit pour le trimestre écoulé au titre de la rémunération fondée sur des actions.
 - Les flux de trésorerie opérationnels¹⁾ se sont établis à 2,280 G\$ au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 2,528 G\$ au troisième trimestre de 2013, et ils reflètent l'incidence de la baisse des volumes de production du secteur Exploration et production et du fléchissement des cours de référence du brut. Les flux de trésorerie disponibles¹⁾ se sont accrus pour passer de 2,083 G\$ pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013 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 9,4 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2014, en hausse par rapport à celui de 8,6 % enregistré pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013. Le RCI a fléchi d'environ 3,0 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2014 en raison des pertes de valeur après impôt de 1,238 G\$ inscrites pour le deuxième trimestre de 2014. En comparaison, le RCI avait diminué d'environ 4,3 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013, du fait des pertes de valeur après impôt comptabilisées à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur.
- **Le modèle intégré de Suncor atténue l'effet de la volatilité du marché.** Suncor a maintenu d'excellents flux de trésorerie opérationnels malgré le recul des prix obtenus en amont au troisième trimestre de 2014. Les taux d'utilisation élevés des raffineries dans le secteur Raffinage et commercialisation ont permis à la Société de tirer parti d'un contexte commercial favorable en aval et de démontrer ainsi la fiabilité de son modèle intégré.
- **Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies en moyenne à 31,10 \$/b pour le trimestre.** D'excellents volumes production, conjugués à l'accent soutenu mis sur la gestion des coûts, ont permis à Suncor de comptabiliser des charges d'exploitation décaissées de 31,10 \$ par baril, en comparaison de 32,60 \$ par baril au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et ce, en dépit de l'augmentation de 0,70 \$ par baril du coût du gaz naturel par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **Des annonces récentes confirment l'accent mis sur les actifs essentiels.** La vente des actifs de Wilson Creek du secteur Exploration et production ainsi que l'annonce de la vente des actifs de Pioneer Energy, conjuguée à l'acquisition d'une installation de récupération du soufre dans les secteurs Raffinage et commercialisation, témoignent de l'accent soutenu mis par Suncor sur les actifs qui s'inscrivent dans sa stratégie à long terme.
- **Suncor continue de multiplier ses initiatives d'accès au marché.** Au cours du trimestre, Suncor a encore accru la capacité de son réseau logistique médian en concluant des ententes fermes à l'égard de nouvelles installations de déchargement ferroviaire situées à Tracy, au Québec, qui lui permettent d'étendre davantage son accès aux nouveaux marchés et aux marchés déjà existants.
- **Suncor continue de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.** Suncor a versé à ses actionnaires des dividendes de 409 M\$, soit une augmentation de 37 % par rapport au trimestre correspondant de 2013, et a racheté des actions pour 523 M\$ au cours du troisième trimestre de 2014.

1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie opérationnels, 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Résultat net				
Sables pétrolifères	773	951	1 596	1 571
Exploration et production	198	446	455	1 101
Raffinage et commercialisation	426	350	1 519	1 564
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(478)	(53)	(955)	(768)
Total	919	1 694	2 615	3 468
Résultat opérationnel¹⁾				
Sables pétrolifères	827	951	2 591	1 698
Exploration et production	137	316	659	971
Raffinage et commercialisation	426	350	1 519	1 564
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(84)	(191)	(535)	(506)
Total	1 306	1 426	4 234	3 727
Flux de trésorerie opérationnels¹⁾				
Sables pétrolifères	1 511	1 702	4 525	3 446
Exploration et production	379	406	1 508	1 764
Raffinage et commercialisation	503	371	1 938	2 084
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(113)	49	(405)	(232)
Total	2 280	2 528	7 566	7 062
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Maintien	779	840	2 191	2 725
Croissance	926	600	2 546	1 980
Total	1 705	1 440	4 737	4 705

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les 30 septembre	
	2014	2013
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	3 082	2 083

1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel 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 capitalisés.

Faits saillants opérationnels

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	441,1	423,6	422,8	374,3
Exploration et production (kbep/j)	78,2	171,4	104,6	189,8
Total	519,3	595,0	527,4	564,1
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	93/7	99/1	92/8
Taux d'utilisation des raffineries (%)	94	98	92	95
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	435,7	448,8	422,9	435,4

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 919 M\$ pour le troisième trimestre de 2014, en comparaison de 1,694 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net s'est établi à 2,615 G\$ pour les neuf premiers mois de 2014, contre 3,468 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le résultat net a essentiellement subi l'influence des mêmes facteurs qui se sont répercutés sur le résultat opérationnel et qui sont décrits plus loin dans la présente section du rapport de gestion. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprennent les suivants :

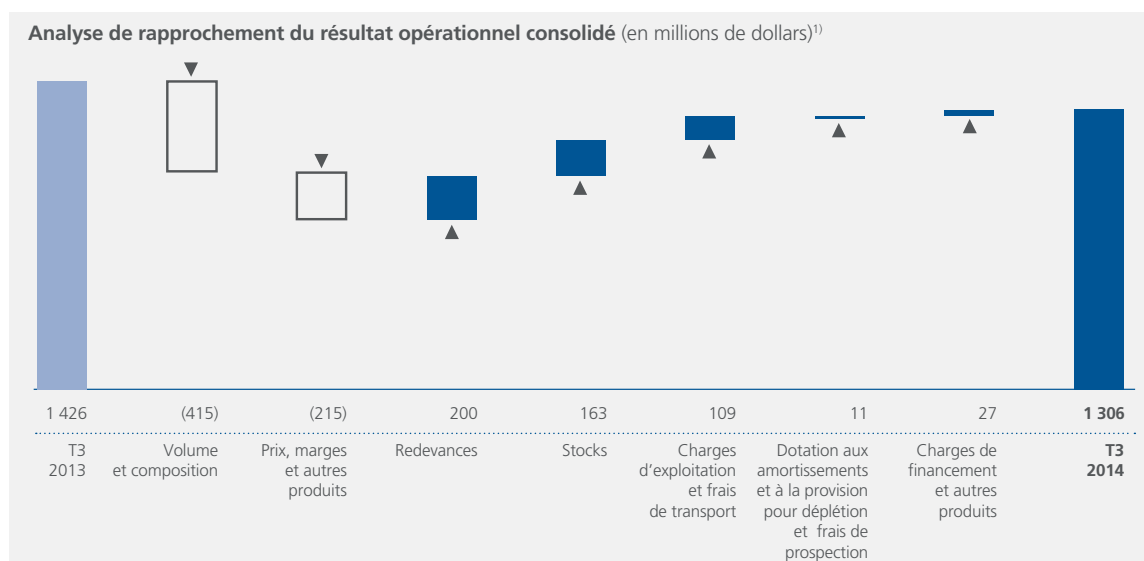
- La Société a comptabilisé une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 394 M\$ pour le troisième trimestre de 2014 et de 420 M\$ pour les neuf premiers mois de 2014. En comparaison, elle avait comptabilisé un profit de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 138 M\$ pour le troisième trimestre de 2013 et une perte de change après impôt de 262 M\$ pour les neuf premiers mois de 2013.
- Au troisième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 61 M\$ lié à la vente des actifs gaziers de Wilson Creek faisant partie de son secteur Exploration et production.
- Au troisième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une charge d'impôt exigible et une charge d'intérêts connexe de 54 M\$ 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. Au troisième trimestre de 2013, le taux d'imposition consolidé a été moins élevé que celui du troisième trimestre de 2014, en raison du traitement fiscal appliqué aux gains en capital lors de la cession des activités liées au gaz naturel conventionnel de la Société et d'un gain de change à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.
- Au cours du deuxième trimestre de 2014, Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P »), l'exploitant du projet d'exploitation minière Joslyn, Suncor et les autres copropriétaires du projet ont convenu de ralentir certaines activités de mise en valeur afin d'accorder la priorité à la réalisation d'études techniques en vue d'optimiser davantage le plan de mise en valeur du projet minier Joslyn. Par suite de son évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus et en raison de l'incertitude soulevée par les plans de mise en valeur, notamment en ce qui concerne le calendrier d'exécution, Suncor a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 718 M\$ en réduction des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.
- Au cours du deuxième trimestre de 2014, compte tenu de l'arrêt prolongé des activités de certains terminaux d'exportation en Libye et des plus récents plans de production de la Société pour la durée restante des contrats de partage de la production, celle-ci a procédé à une estimation de la valeur recouvrable nette de ses actifs en Libye en se fondant sur les flux de trésorerie nets futurs attendus en fonction de différents scénarios possibles. Par suite de cette estimation, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 297 M\$ en réduction 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 les stratégies de croissance révisées de Suncor et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière. Ces actifs comprennent notamment un pipeline et le compresseur qui s'y raccorde, ainsi que des composants servant à la production de vapeur.

- 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.
- Au troisième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 130 M\$ lié à la vente d'activités liées au gaz naturel conventionnel.

Résultat opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Résultat net	919	1 694	2 615	3 468
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	394	(138)	420	262
Pertes de valeur ²⁾	—	—	1 238	—
Réévaluation des réserves ³⁾	—	—	(32)	—
Profit sur cessions importantes ⁴⁾	(61)	(130)	(61)	(130)
Charge d'impôt sur le résultat ⁵⁾	54	—	54	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur ⁶⁾	—	—	—	127
Résultat opérationnel¹⁾	1 306	1 426	4 234	3 727

- 1) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Rend compte de la perte de valeur après impôt de 718 M\$ comptabilisée à l'égard du projet minier Joslyn, de la perte de valeur après impôt de 297 M\$ comptabilisée à l'égard des actifs en Libye et de la perte de valeur après impôt de 223 M\$ comptabilisée à l'égard de certains actifs du secteur Sables pétrolifères après un examen des options de réaffectation découlant d'une révision antérieure des stratégies croissance.
- 3) Rend compte de la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole reçus dans le cadre d'une participation dans un actif de la Norvège que Suncor détenait auparavant.
- 4) Représente le profit après impôt tiré de la vente d'une large part des activités liées au gaz naturel de la Société dans l'Ouest canadien conclue au troisième trimestre de 2013 et tient compte du profit après impôt tiré de la vente des actifs gaziers de la Société dans la région de Wilson Creek conclue au troisième trimestre de 2014.
- 5) Représente la charge d'impôt exigible et la charge d'intérêts connexe qui ont été comptabilisées au troisième trimestre de 2014 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.
- 6) Représente le coût prévu de l'abandon du projet, compte tenu des coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, ainsi que des frais liés à l'annulation de contrats.



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 comparative.

Suncor a inscrit un bénéfice opérationnel consolidé de 1,306 G\$ pour le troisième trimestre de 2014, en baisse comparativement à celui de 1,426 G\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à la production moins élevée enregistrée par le secteur Exploration et production en raison de l'incidence des travaux de maintenance planifiés exécutés à Buzzard, de la vente des activités de la Société liées au gaz naturel conventionnel et du fléchissement des volumes de production en Libye où les activités reprennent lentement. Le bénéfice opérationnel du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait également, mais dans une moindre mesure, l'incidence de l'agitation politique en Libye. Le bénéfice opérationnel du trimestre écoulé rend également compte de l'incidence de la diminution des prix en amont qu'a entraînée la baisse des cours de référence, contrebalancée par les taux de change favorables. L'incidence négative de ces facteurs a été partiellement compensée par l'important volume de production enregistré par le secteur Sables pétrolifères grâce essentiellement à l'aboutissement des initiatives d'accroissement de la production à Firebag, par le contexte commercial en aval favorable dont a bénéficié le secteur Raffinage et commercialisation, notamment en raison des marges de craquage élevées des raffineries de l'Ouest, ainsi que par la diminution des charges de redevances et le produit au titre de la rémunération fondée sur des actions enregistrés pour le trimestre écoulé.

Pour les neuf premiers mois de 2014, Suncor a inscrit un bénéfice opérationnel consolidé de 4,234 G\$, en comparaison de 3,727 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères, lequel a bénéficié non seulement d'un raffermissement des prix en amont au premier semestre de 2014, mais aussi des taux de change favorables. L'incidence positive de ces facteurs a toutefois été partiellement neutralisée par le fléchissement de la production du secteur Exploration et production qui a découlé de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel conclue en 2013, par la moins grande production qui a été tirée de la Libye en raison de l'agitation politique dans ce pays et par la hausse des charges d'exploitation qui a résulté notamment de l'augmentation du coût du gaz naturel.

(Produit) charge liée à la rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Sables pétrolifères	(10)	32	65	23
Exploration et production	(1)	15	11	25
Raffinage et commercialisation	(5)	18	36	27
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(17)	91	137	162
Total de la charge (du produit) liée à la rémunération fondée sur des actions	(33)	156	249	237

Flux de trésorerie opérationnels

Les flux de trésorerie opérationnels consolidés se sont chiffrés à 2,280 G\$ au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 2,528 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie opérationnels reflètent l'incidence des mêmes facteurs ayant influé sur le résultat opérationnel dont il est question plus haut.

Les flux de trésorerie opérationnels consolidés se sont établis à 7,566 G\$ pour les neuf premiers mois de 2014, en comparaison de 7,062 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie opérationnels reflètent l'incidence des mêmes facteurs ayant influé sur le résultat opérationnel dont il est question plus haut.

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 opérationnel de Suncor.

		Moyenne des trimestres clos les		Moyenne des périodes de neuf mois closes les	
		2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	97,20	105,85	99,60	98,15
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	103,40	109,70	107,00	108,55
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	12,50	10,35	14,95	8,85
MSW à Edmonton	\$ CA/b	89,50	105,25	92,45	95,55
WCS à Hardisty	\$ US/b	77,00	88,35	78,50	75,25
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	20,20	17,50	21,10	22,90
Condensat à Edmonton	\$ US/b	93,45	103,80	100,40	104,15
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	4,00	2,40	4,80	3,05
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	63,90	83,90	56,00	90,50
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,50	19,25	20,80	25,35
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	17,50	15,80	18,40	24,50
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	24,60	19,60	22,70	26,90
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,10	15,95	18,60	22,90
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,92	0,96	0,91	0,98
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,89	0,97	0,89	0,97

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 2014 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont subi l'incidence négative de la baisse du prix du WTI, qui est passé de 105,85 \$ US/b au troisième trimestre de 2013 à 97,20 \$ US/b. La diminution des prix obtenus est attribuable au fléchissement attendu de la demande des raffineries à l'approche de leur période de travaux de maintenance automnale, à la production croissante de pétrole provenant des réservoirs étanches aux États-Unis, ainsi qu'à la hausse des volumes de pétrole brut lourd provenant des principaux producteurs de l'Ouest canadien.

Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, pour lequel le prix obtenu 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 105,25 \$/b et 88,35 \$ US/b au troisième trimestre de 2013 à 89,50 \$/b et 77,00 \$ US/b au troisième trimestre de 2014, 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 les prix obtenus pour le bitume. La baisse des prix obtenus pour le bitume durant le trimestre écoulé rend compte de la diminution des prix moyens du WCS à Hardisty. L'incidence de ce facteur a toutefois été partiellement contrebalancée par la baisse des prix du diluant qui a résulté de la diminution des prix du condensat à Edmonton enregistrée au cours du trimestre écoulé.

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 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et s'est établi en moyenne à 103,40 \$ US/b, en comparaison de 109,70 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage ainsi que le prix obtenu par Suncor pour la production de gaz naturel provenant du secteur Exploration et production sont établis essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 4,00 \$ le kpi³ pour le troisième trimestre de 2014, en hausse comparativement à 2,40 \$ le kpi³ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de craquage 3-2-1 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. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation du brut, tandis que les marges de raffinage réelles sont établies d'après la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment de l'achat de la charge d'alimentation et le moment où celle-ci est traitée et vendue à un tiers. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, de même que par la configuration de la raffinerie et les marchés de vente des produits raffinés qui lui sont propres. Les marges de craquage moyennes du marché ont augmenté au troisième trimestre de 2014 par rapport au troisième trimestre de l'exercice précédent, en raison principalement de l'élargissement des écarts de prix entre le WTI et le Brent, qui a contribué à l'amélioration des marges de raffinage.

Le surplus d'électricité produit par les activités *in situ* 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 reculé pour s'établir à 63,90 \$/MWh au troisième trimestre de 2014, comparativement à 83,90 \$/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 2014, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 0,96 au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 0,92, ce qui a eu une incidence favorable sur les prix obtenus par la Société au cours du trimestre écoulé.

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.

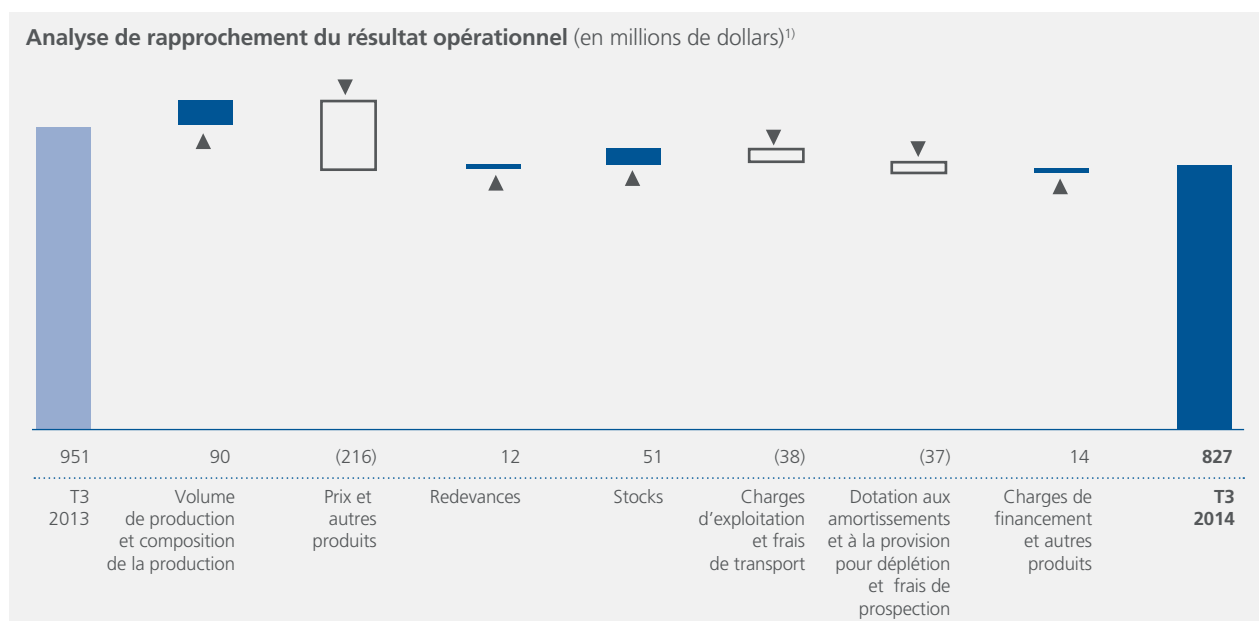
4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Produits bruts	3 955	3 904	11 723	9 652
Moins les redevances	(431)	(392)	(875)	(658)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 524	3 512	10 848	8 994
Résultat net	773	951	1 596	1 571
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Charge d'impôt sur le résultat	54	—	54	—
Perte de valeur liée au projet minier Joslyn et à d'autres actifs	—	—	941	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur	—	—	—	127
Résultat opérationnel ¹⁾	827	951	2 591	1 698
<i>Sables pétrolifères</i>	801	883	2 514	1 519
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	26	68	77	179
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	1 511	1 702	4 525	3 446

1) 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 comparative.

Le bénéfice opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 801 M\$, comparativement à 883 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable au recul des prix obtenus qu'a entraîné la diminution des cours de référence du pétrole brut, partiellement compensé par la hausse de la production qui a résulté de l'aboutissement des initiatives d'accroissement de la production à Firebag, par l'augmentation du volume des ventes et par les taux de change favorables.

Le bénéfice opérationnel du secteur Coentreprise des Sables pétrolifères s'est établi à 26 M\$, en baisse comparativement à 68 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des prix obtenus qui a découlé de la baisse des cours de référence, en partie compensée par les taux de change favorables et l'augmentation des charges liées au projet minier Joslyn attribuable à certaines activités de révision du projet et d'aménagement minier déjà en cours.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	2013	2014	2013
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	292,5	299,0	293,5	275,9
Bitume non valorisé	119,2	97,4	99,7	68,0
Sables pétrolifères	411,7	396,4	393,2	343,9
Coentreprises des Sables pétrolifères	29,4	27,2	29,6	30,4
Total	441,1	423,6	422,8	374,3

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.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour atteindre en moyenne 411 700 b/j au troisième trimestre de 2014, comparativement à 396 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique essentiellement par l'aboutissement des initiatives d'accroissement de la production à Firebag et par le fait que les travaux de maintenance planifiés d'unité de cokéfaction ont été moins importants au trimestre écoulé qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par l'incidence

d'une panne d'électricité causée par les mauvaises conditions météorologiques, qui a entraîné l'arrêt de l'ensemble des installations, ainsi que par l'exécution de travaux de maintenance non planifiés aux usines de valorisation.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 29 400 b/j au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 27 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation tient principalement au calendrier des travaux de maintenance planifiés visant une unité de cokéfaction qui a eu une incidence plus importante sur le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce facteur a toutefois été partiellement contrebalancé par les travaux de maintenance non planifiés exécutés durant le trimestre écoulé à l'égard des unités de traitement du soufre.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	296,9	299,9	281,2	253,4
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	439,6	463,4	416,5	392,7
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,65	0,68	0,65
Production in situ				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	170,9	152,7	169,2	139,7
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	28,2	29,2	26,2	28,6
Total de la production de bitume in situ	199,1	181,9	195,4	168,3
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,8	3,3	2,9	3,4
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,0	2,5	2,8	2,5

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a légèrement diminué pour s'établir en moyenne à 296 900 b/j au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 299 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par les travaux de maintenance planifiés et non planifiés qui ont été exécutés durant le trimestre écoulé.

La production de bitume tirée des activités *in situ* s'est accrue pour s'établir en moyenne à 199 100 b/j au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 181 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse tient principalement à l'accroissement de la production à Firebag. À MacKay River, la production a légèrement diminué pour s'établir à 28 200 b/j au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 29 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Firebag a enregistré un faible ratio vapeur-pétrole, soit 2,8, en comparaison de 3,3 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'excellent rendement des puits intercalaires. Le ratio vapeur-pétrole de MacKay River a quant à lui augmenté de 2,5 au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 3,0, en raison principalement des premières injections de vapeur effectuées dans les puits récemment mis en service dans le cadre du projet de désengorgement de MacKay River.

Volume des ventes et composition des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	93,1	99,0	107,8	87,5
Diesel	34,7	28,6	30,5	22,2
Pétrole brut synthétique sulfureux	175,3	159,9	161,0	166,0
Produits valorisés	303,1	287,5	299,3	275,7
Bitume non valorisé	116,9	84,3	98,4	62,7
Total	420,0	371,8	397,7	338,4

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 420 000 b/j au troisième trimestre de 2014, en hausse par rapport à 371 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les mêmes facteurs qui ont entraîné l'augmentation globale du volume de production et par la réduction des stocks au troisième trimestre de 2014, en comparaison d'une accumulation de stocks au troisième trimestre de l'exercice précédent. Les ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux du trimestre écoulé ont diminué en raison d'une panne d'électricité causée par les mauvaises conditions météorologiques, qui a entraîné l'arrêt de l'ensemble des installations, et de l'exécution de travaux de maintenance non planifiés portant sur deux unités d'hydrogène.

Stocks

Les stocks ont été réduits au troisième trimestre de 2014 en raison des travaux de maintenance planifiés et non planifiés qui ont été effectués durant les deux dernières semaines du trimestre. En comparaison, la Société avait accumulé d'importants stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent afin de remplir les réservoirs de stockage et d'alimenter les pipelines en vue de la mise en service de l'infrastructure destinée au bitume chaud.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	109,13	114,70	114,29	106,77
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	81,28	89,91	81,77	78,14
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	89,38	98,42	93,00	87,42
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(16,46)	(11,45)	(16,02)	(13,03)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	102,21	113,57	106,32	102,91
Syncrude, par rapport au WTI	(3,63)	3,67	(2,70)	2,46

Le prix de vente moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 89,38 \$/b au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 98,42 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul résulte principalement de la baisse des cours de référence du WTI et du WCS et de l'augmentation des ventes de bitume de plus faible valeur attribuable principalement à l'accroissement de la production à Firebag, partiellement contrebalancées par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien. Au troisième trimestre de 2014, les prix moyens obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont subi l'incidence défavorable des pressions sur les prix exercées par la plus grande offre sur le marché.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées au troisième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des prix du bitume, laquelle a été contrebalancée par l'augmentation de la production.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été légèrement plus élevées au troisième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par la hausse des coûts qui a découlé de la montée des prix du gaz naturel, par l'augmentation des frais de maintenance et par la hausse des charges liées au projet minier Joslyn attribuable à certaines activités de révision de projet et d'aménagement minier déjà en cours. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par le produit qui a été comptabilisé au titre de la rémunération fondée sur des actions et par la diminution des charges d'exploitation minière. 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 2014 ont été légèrement supérieurs à ceux du troisième trimestre de 2013, en raison principalement de l'augmentation des coûts liés à la capacité pipelinière et à l'infrastructure logistique qui a résulté de l'accroissement du volume des ventes.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au troisième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de 2013, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la valeur des actifs qui a résulté de la mise en service des plateformes de puits de Firebag et de l'infrastructure connexe destinée au bitume chaud au deuxième semestre de 2013, partiellement contrebalancé par la diminution des pertes de valeur par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 522	1 347	4 566	4 209
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(129)	(133)	(440)	(394)
Coûts non liés à la production ²⁾	(117)	(85)	(368)	(249)
Autres ³⁾	(98)	61	(156)	(85)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères	1 178	1 190	3 602	3 481
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	31,10	32,60	33,55	37,10

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, les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et le coût des charges d'alimentation liées au gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire.

3) Le poste « Autres » rend compte de l'incidence des variations de l'évaluation des stocks, des frais de démarrage de projets et des produits d'exploitation liés à la capacité excédentaire, principalement l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération, qui sont déduits du total des charges d'exploitation décaissées.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 31,10 \$/b au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 32,60 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'accroissement des volumes de production. Le total des charges d'exploitation décaissées a quant à lui légèrement diminué au troisième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des charges d'exploitation minière, contrebalancée par la hausse des prix du gaz naturel et par l'augmentation des frais de maintenance.

Les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées, ont augmenté au troisième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'augmentation des charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le

traitement du minerai, par la hausse du coût des charges d'alimentation en gaz naturel utilisé dans les procédés de valorisation secondaire qui a découlé surtout de la montée des prix du gaz naturel, ainsi que par l'augmentation des coûts liés aux activités de recherche et aux activités destinées à soutenir la croissance future. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par le produit comptabilisé pour le trimestre écoulé au titre de la rémunération fondée sur des actions.

Les autres coûts, qui sont également exclus des charges d'exploitation décaissées, ont augmenté au troisième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement d'une réduction des stocks au troisième trimestre de 2014, en comparaison d'une accumulation des stocks au troisième trimestre de l'exercice précédent.

Résultats des neuf premiers mois de 2014

Le bénéfice opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 2,591 G\$ pour les neuf premiers mois de 2014, en comparaison de 1,698 G\$ pour la période correspondante de 2013. Cette progression est principalement attribuable à la hausse des volumes de production par suite de l'accroissement de la cadence de production à Firebag au troisième trimestre de 2014 de même qu'aux travaux de révision menés à l'usine de valorisation 1 et aux arrêts survenus aux installations de tiers au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice opérationnel de la période écoulée reflète également les prix moyens plus élevés obtenus par suite de la hausse des prix de référence observée au premier semestre de 2014 ainsi que l'incidence positive des taux de change, qui sont demeurés favorables tout au long des neuf premiers mois de 2014. Ces facteurs ont toutefois été contrebalancés par l'augmentation des charges de redevances, de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des coûts non liés à la production.

Les flux de trésorerie opérationnels du secteur se sont chiffrés à 4,525 G\$ pour les neuf premiers mois de 2014, en comparaison de 3,446 G\$ pour la période correspondante de 2013. Cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement des volumes de production et à la hausse des prix moyens obtenus au premier semestre de 2014.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 33,55 \$/b pour les neuf premiers mois de 2014, en baisse par rapport à celles de 37,10 \$/b inscrites pour la période correspondante de 2013. Cette diminution tient principalement à l'accroissement des volumes de production, contrebalancé par la hausse des charges d'exploitation décaissées qui a résulté de l'augmentation des coûts d'approvisionnement en gaz naturel.

Travaux de maintenance

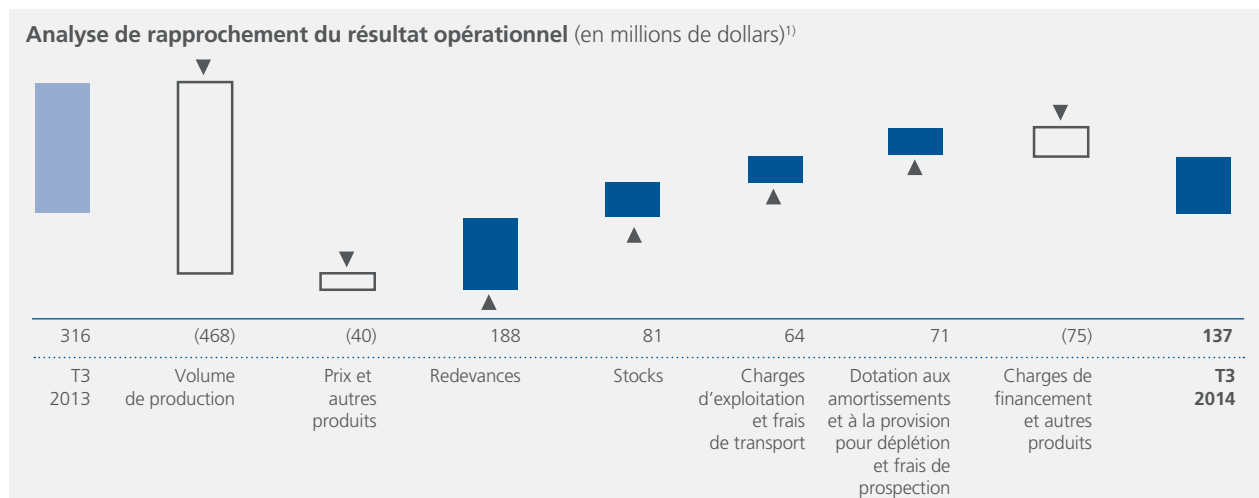
Au cours du troisième trimestre de 2014, la société a entrepris des travaux de maintenance planifiés portant sur une unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1, travaux qui se sont poursuivis au quatrième trimestre. Les prévisions de la Société pour 2014 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance. De plus, la production a repris à des taux normaux à la mi-octobre à l'usine de valorisation 2 après une interruption non planifiée survenue à la fin de septembre.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Produits bruts	953	1 502	3 637	4 956
Moins les redevances	(165)	(325)	(469)	(974)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	788	1 177	3 168	3 982
Résultat net	198	446	455	1 101
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :				
Perte de valeur des actifs en Libye	—	—	297	—
Réévaluation des réserves	—	—	(32)	—
Profit sur cessions importantes	(61)	(130)	(61)	(130)
Résultat opérationnel ¹⁾	137	316	659	971
<i>E&P Canada</i>	122	184	417	527
<i>E&P International</i>	15	132	242	444
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	379	406	1 508	1 764

1) 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 comparative.

Le secteur Exploration et production a inscrit un bénéfice opérationnel de 137 M\$ pour le troisième trimestre de 2014, en comparaison de 316 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice opérationnel d'E&P Canada a reculé, passant de 184 M\$ au troisième trimestre de 2013 à 122 M\$ au troisième trimestre de 2014, ce qui s'explique principalement par une diminution de la production et la baisse des prix obtenus qui a découlé de la diminution des cours de référence. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution des charges qui a résulté de la baisse de la production et par l'accroissement du volume des ventes, une réduction des stocks ayant été enregistrée pour le trimestre écoulé, en comparaison d'une accumulation des stocks pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le bénéfice opérationnel d'E&P International a fléchi pour s'établir à 15 M\$ au troisième trimestre de 2014, comparativement à 132 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse de la production à Buzzard et de la diminution des prix obtenus.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	11,9	20,5	15,1	17,2
Hibernia (kb/j)	22,3	28,8	23,9	27,4
White Rose (kb/j)	12,6	13,1	15,0	15,0
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	3,1	45,5	4,0	48,4
	49,9	107,9	58,0	108,0
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	24,2	50,4	44,8	54,5
Libye (kb/j)	4,1	13,1	1,8	27,3
	28,3	63,5	46,6	81,8
Production totale (kbep/j)	78,2	171,4	104,6	189,8
Composition (liquides/gaz) (%)	96/4	76/24	96/4	77/23

La production d'E&P Canada a diminué pour s'établir en moyenne à 49 900 bep/j au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 107 900 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'incidence de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel, des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines exécutés à Terra Nova et de la déplétion naturelle à Hibernia. La production enregistrée au troisième trimestre de l'exercice précédent avait subi les contrecoups des travaux de maintenance hors station qui avaient débuté à Terra Nova vers la fin de septembre 2013.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 28 300 bep/j au troisième trimestre de 2014, en baisse comparativement à celle de 63 500 bep/j enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul s'explique principalement par la baisse de production qui a été enregistrée à Buzzard en raison de la plus grande étendue des travaux de maintenance planifiés exécutés au troisième trimestre et des arrêts de production imprévus, ainsi que par la diminution des volumes produits en Libye, où les activités ont repris peu à peu au troisième trimestre après avoir presque entièrement cessé en juillet 2013 en raison de l'agitation politique dans le pays. Au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, les tensions politiques avaient occasionné un ralentissement de la production en Libye et aucun chargement n'avait donc été effectué au cours de ce trimestre. En juillet 2014, la National Oil Company de Libye a annoncé la levée de l'état de force majeure touchant les exportations de pétrole provenant des deux derniers terminaux à partir desquels Suncor avait précédemment effectué des chargements. Cependant, la région demeure instable et le moment où les ventes futures reprendront et la capacité de retourner à des niveaux de production normaux demeurent incertains.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	109,94	114,12	114,68	108,29
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	3,18	2,68	4,78	3,06
E&P International (\$/bep)	106,49	111,00	113,51	107,31

Les prix obtenus pour le pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont diminué au troisième trimestre de 2014 par rapport au troisième trimestre de 2013, en raison de la baisse des cours de référence du Brent, en partie compensée par l'incidence des taux de change favorables. Les prix obtenus pour le gaz naturel ont été plus élevés, reflétant la hausse des cours de référence.

Redevances

Les redevances du secteur Exploration et production ont été moins élevées au troisième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient principalement au fléchissement de la production et à la baisse des prix obtenus.

Stocks

La Société a prélevé des stocks au troisième trimestre de 2014, en raison du moment de l'arrivée des pétroliers-navettes sur la côte Est du Canada, tandis qu'elle avait accumulé des stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont diminué au troisième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse de la production.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été moins élevés au troisième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement du fléchissement de la production, partiellement contrebalancé par la hausse des frais de prospection attribuable notamment à la comptabilisation d'une charge au titre d'un puits d'évaluation non exploitable et d'acquisitions de données sismiques en Norvège.

Les charges de financement et les autres produits reflètent l'incidence négative des pertes de change qui ont été comptabilisées pour le trimestre écoulé, comparativement à des profits de change et un profit au titre d'une provision liée à un engagement relatif à des gazoducs au troisième trimestre de 2013. Ces pertes ont toutefois été partiellement contrebalancées par une diminution de la charge de désactualisation au troisième trimestre de 2014 par suite de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel réalisée au troisième trimestre de 2013.

Vente des actifs de Wilson Creek

Le 30 septembre 2014, Suncor a conclu la vente de ses actifs de Wilson Creek situés dans le centre de l'Alberta pour une contrepartie de 168,5 M\$, compte non tenu des ajustements et autres coûts liés à la clôture de l'opération. La vente, dont la date de prise d'effet est le 1^{er} juillet 2014, a donné lieu à un profit après impôt de 61 M\$. Les actifs cédés avaient produit environ 1 800 bep/j depuis le début de l'exercice.

Résultats des neuf premiers mois de 2014

Le secteur Exploration et production a inscrit un bénéfice opérationnel de 659 M\$ pour les neuf premiers mois de 2014, comparativement à 971 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique surtout par le fléchissement des volumes de production attribuable à la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel conclue au troisième trimestre de 2013, de même que par les ventes moins élevées réalisées en Libye en raison de l'agitation politique dans ce pays et par la baisse des prix obtenus au troisième trimestre de 2014. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la dépréciation du dollar canadien observée au cours des neuf premiers mois de 2014, laquelle a entraîné une hausse des prix obtenus.

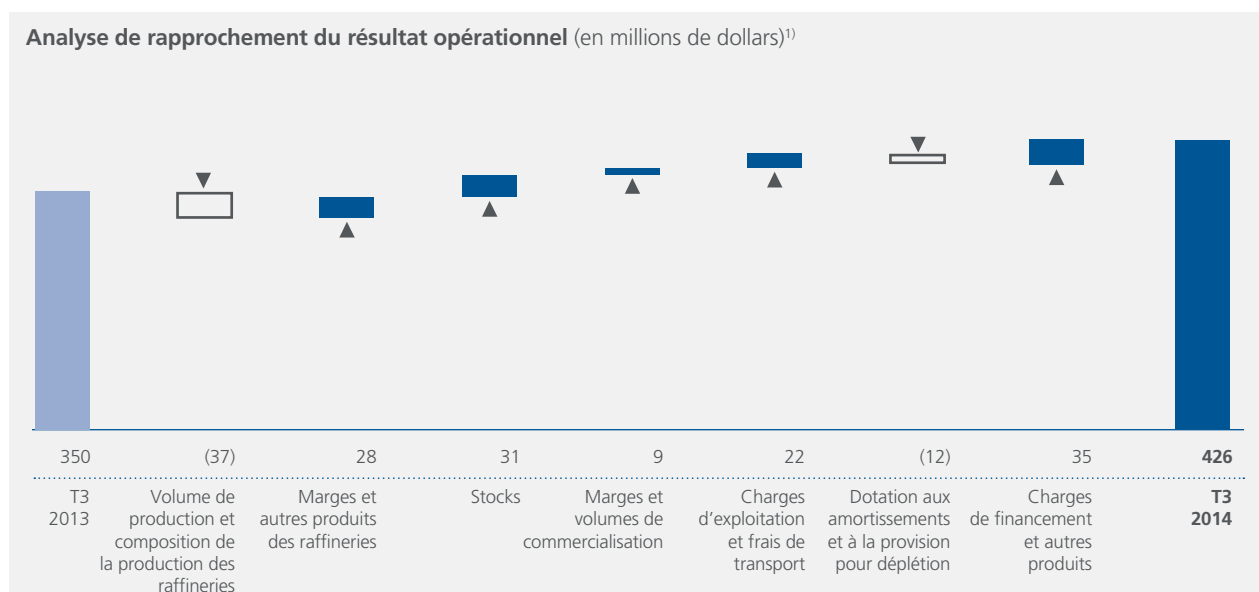
Les flux de trésorerie opérationnels se sont établis à 1,508 G\$ pour les neuf premiers mois de 2014, en comparaison de 1,764 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette baisse tient principalement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Produits d'exploitation	7 003	7 083	20 571	20 113
Résultat net	426	350	1 519	1 564
Résultat opérationnel ¹⁾	426	350	1 519	1 564
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	<i>341</i>	<i>273</i>	<i>1 307</i>	<i>1 340</i>
<i>Activités de commercialisation</i>	<i>85</i>	<i>77</i>	<i>212</i>	<i>224</i>
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	503	371	1 938	2 084

1) 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 comparative.

Le secteur Raffinage et approvisionnement a inscrit un solide bénéfice opérationnel de 341 M\$ pour le troisième trimestre de 2014, en comparaison de 273 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse tient principalement à l'augmentation des marges de craquage qui a découlé de l'élargissement des écarts de prix entre le WTI et le Brent, à l'incidence favorable des écarts de prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres, aux marges de raffinage élevées des raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord par rapport aux marges de référence, ainsi qu'aux prélèvements effectués sur les stocks durant l'exécution des travaux de maintenance planifiés et à la comptabilisation d'un produit au titre de la rémunération fondée sur des actions. L'incidence positive de ces facteurs a toutefois été atténuée par la baisse des ventes de produits raffinés qui a résulté du fléchissement du débit de traitement de pétrole brut attribuable aux travaux de maintenance planifiés exécutés aux raffineries.

L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 85 M\$ pour le troisième trimestre de 2014, en comparaison de 77 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable aux fortes marges dégagées sur les ventes au détail et en gros ainsi qu'au produit comptabilisé pour le trimestre écoulé au titre de la rémunération fondée sur des actions.

Volumes

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	199,9	206,9	198,5	208,2
Ouest de l'Amérique du Nord	235,8	241,9	224,4	227,2
Total	435,7	448,8	422,9	435,4
Taux d'utilisation des raffineries^{1),2)} (%)				
Est de l'Amérique du Nord	90	93	89	94
Ouest de l'Amérique du Nord	98	102	93	95
Total	94	98	92	95
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	250,4	264,8	241,9	246,0
Distillat	199,0	205,7	195,7	211,9
Autres	93,0	98,1	86,9	89,4
Total	542,4	568,6	524,5	547,3

- 1) En date du 1^{er} janvier 2014, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, qui est passée de 140 000 b/j à 142 000 b/j. Les taux d'utilisation du trimestre précédent n'ont pas été recalculés, et ils reflètent donc la capacité nominale d'avant la révision à la hausse.
- 2) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité de ces unités.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a diminué au troisième trimestre de 2014, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation moyen des raffineries de 94 %, en comparaison de 98 % 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 diminué pour s'établir à 199 900 b/j au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 206 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout des travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines qui ont débuté au troisième trimestre à la raffinerie de Sarnia. La raffinerie de Montréal a fait l'objet de travaux de maintenance planifiés semblables au cours de ces deux trimestres. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a légèrement diminué pour s'établir à 235 800 b/j au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 241 900 b/j au troisième trimestre de 2013, en raison de l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines à la raffinerie d'Edmonton et de contraintes touchant l'approvisionnement en hydrogène auprès de tiers. Les ventes totales ont légèrement diminué pour se chiffrer à 542 400 b/j au troisième trimestre de 2014, en comparaison de 568 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout du fléchissement des volumes de production qui a résulté des travaux de maintenance planifiés.

Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les marges des produits raffinés ont été plus élevées au troisième trimestre de 2014 qu'au troisième trimestre de 2013, et elles tiennent compte principalement de ce qui suit :

- L'élargissement de l'écart de prix entre le Brent et le WTI a contribué à l'augmentation des marges de craquage de référence observée au troisième trimestre de 2014 et a eu une incidence positive sur les marges de raffinage. Les marges de craquage de référence ont été plus élevées qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent pour l'ensemble des régions où la Société vend des produits raffinés, et elles ont également bénéficié de l'incidence de taux de change favorables.
- Au troisième trimestre de 2014, l'incidence de la comptabilisation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, plutôt que selon la méthode DEPS¹⁾, a eu une incidence défavorable sur le résultat net d'environ 103 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence favorable sur le résultat net de 104 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence totale de 207 M\$ d'un trimestre à l'autre.

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

- L'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd provenant de l'intérieur des terres a eu une incidence favorable sur les marges de raffinage grâce à la baisse des charges d'alimentation.

Les marges de commercialisation ont été plus élevées au troisième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation des marges dégagées sur les ventes au détail et les ventes en gros, en partie contrebalancée par la diminution des marges dégagées sur les ventes de lubrifiants.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été moins élevés au troisième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement du produit qui a été comptabilisé au titre de la rémunération fondée sur des actions, en partie neutralisé par l'augmentation des coûts d'approvisionnement en énergie. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au troisième trimestre de 2014, en raison des acquisitions d'actifs réalisées depuis le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui comprend notamment les coûts liés aux travaux de maintenance planifiés exécutés en 2013.

Cession des actifs de Pioneer Energy

Le 17 septembre 2014, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu, conjointement avec The Pioneer Energy Group Inc., une entente visant la vente de certains actifs et passifs de Pioneer Energy. Suncor, qui détient une participation de 50 % dans Pioneer Energy, devrait recevoir 182,5 M\$, compte non tenu des ajustements de clôture, pour sa quote-part des actifs et des passifs. La clôture de la transaction, qui devrait avoir lieu au premier trimestre de 2015, est assujettie à certaines conditions de clôture, notamment l'obtention des approbations d'ordre réglementaire requises en vertu de la *Loi sur la concurrence*.

Résultats des neuf premiers mois de 2014

Pour les neuf premiers mois de 2014, le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un bénéfice opérationnel de 1,519 G\$, contre 1,564 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ce léger recul est principalement attribuable à la hausse des charges d'exploitation qui a résulté notamment de la montée des coûts d'approvisionnement en énergie, à la diminution des marges de craquage dans l'ensemble des régions où la Société a vendu des produits raffinés aux premier et deuxième trimestres de 2014, ainsi qu'au fléchissement du volume de production qui a résulté des travaux de maintenance exécutés aux raffineries de Montréal, de Sarnia et de Commerce City. L'incidence défavorable de ces facteurs a toutefois été en partie compensée par l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar canadien et par les solides marges de raffinage dégagées dans l'Ouest de l'Amérique du Nord par rapport aux prix de référence. L'utilisation par la Société de la méthode PEPS, au lieu de la méthode DEPS¹⁾, pour comptabiliser les stocks a eu une incidence positive sur le résultat net d'environ 82 M\$ après impôt pour les neuf premiers mois de 2014, en comparaison d'une incidence positive de 222 M\$ pour la période correspondante de 2013.

Les flux de trésorerie opérationnels se sont chiffrés à 1,938 G\$ pour les neuf premiers mois de 2014, en baisse comparativement à ceux de 2,084 G\$ inscrits pour la période correspondante de l'exercice précédent, en raison essentiellement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Travaux de maintenance planifiés

Au cours du troisième trimestre de 2014, des travaux de maintenance planifiés d'une durée de 10 semaines, comprenant notamment la rénovation de l'unité d'hydrocraquage, ont été entrepris à la raffinerie de Montréal, tandis que des travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines ont débuté à la raffinerie de Sarnia. Les travaux de maintenance planifiés de quatre semaines qui avaient été entrepris à la raffinerie d'Edmonton au troisième trimestre de 2014 ont été achevés au début d'octobre. Les répercussions estimatives de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2014.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Résultat net	(478)	(53)	(955)	(768)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	394	(138)	420	262
Résultat opérationnel ¹⁾	(84)	(191)	(535)	(506)
Énergie renouvelable	18	18	63	50
Négociation de l'énergie	7	27	79	121
Siège social	(133)	(193)	(628)	(611)
Éliminations	24	(43)	(49)	(66)
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	(113)	49	(405)	(232)

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aussi 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	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	72	73	289	302
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	96	101	303	309

Au troisième trimestre de 2014, les actifs liés à l'énergie renouvelable ont contribué au résultat opérationnel à hauteur de 18 M\$, soit essentiellement le même montant qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce résultat est principalement attribuable à l'augmentation des marges sur les activités liées à l'éthanol qui a résulté de la baisse du coût des charges d'alimentation, contrebalancée par la légère baisse de la production d'énergie éolienne et par la diminution des prix de l'électricité en Alberta.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie se sont soldées par un bénéfice opérationnel de 7 M\$ au troisième trimestre de 2014, en comparaison d'un bénéfice opérationnel de 27 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse s'explique par les gains moindres générés par les stratégies de négociation du brut et du gaz naturel de la Société, les positions de négociation s'étant révélées plus favorables au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Siège social

Le siège social a inscrit une perte opérationnelle de 133 M\$ pour le troisième trimestre de 2014, en comparaison d'une perte opérationnelle de 193 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution de la perte opérationnelle est principalement attribuable à la comptabilisation d'un produit au titre de la rémunération fondée sur des actions au troisième trimestre de 2014, en comparaison d'une charge au troisième trimestre de 2013, en partie contrebalancée par la comptabilisation de pertes de change sur le fonds de roulement. Les flux de trésorerie opérationnels du trimestre correspondant de l'exercice précédent ont été plus élevés en raison d'un produit d'impôt additionnel lié aux activités de la Société au Canada. Au troisième trimestre de 2014, la Société a incorporé une tranche de 103 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 99 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 2014, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 24 M\$, alors qu'elle avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 43 M\$ au troisième trimestre de 2013.

Résultats des neuf premiers mois de 2014

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte opérationnelle de 535 M\$ pour les neuf premiers mois de 2014, en comparaison d'une perte opérationnelle de 506 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et par la diminution du résultat opérationnel lié aux activités de négociation de l'énergie qui a résulté du rétrécissement des écarts de prix dans l'ensemble des principales stratégies, principalement aux premier et deuxième trimestres de 2014. Au cours des neuf premiers mois de 2014, la Société a incorporé une tranche de 324 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, en comparaison d'une tranche de 299 M\$ au cours de la période correspondante de l'exercice précédent.

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	
	2014	30 septembre 2013	2014	30 septembre 2013
Sables pétrolifères	975	898	2 872	3 421
Exploration et production	465	418	1 370	1 093
Raffinage et commercialisation	291	202	642	445
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	77	21	177	45
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 808	1 539	5 061	5 004
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	(103)	(99)	(324)	(299)
	1 705	1 440	4 737	4 705

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie ^{1),2),3)}

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2014			Période de neuf mois close le 30 septembre 2014		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	496	413	909	1 549	1 106	2 655
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	256	43	299	732	140	872
<i>Activités in situ</i>	170	25	195	593	115	708
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	70	345	415	224	851	1 075
Exploration et production	23	404	427	57	1 214	1 271
Raffinage et commercialisation	225	59	284	506	128	634
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	35	50	85	79	98	177
	779	926	1 705	2 191	2 546	4 737

- 1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette capitalisés.
- 2) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures 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 Exploration et production, 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 Exploration et production, 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 2014, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,705 G\$ (compte non tenu des intérêts capitalisés). Les activités menées au troisième trimestre de 2014 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 299 M\$ au troisième trimestre de 2014, dont des tranches de 256 M\$ et de 43 M\$ ont été affectées respectivement aux activités de maintien et de croissance. La Société continue de faire progresser les travaux entrepris pour assurer la fiabilité et le maintien, notamment les travaux de construction d'une station de pompage auxiliaire qui a été mise en service pendant le trimestre et qui maintiendra des pressions élevées afin d'assurer le transport efficace des résidus dans le cadre du procédé de gestion des résidus (TRO^{MC}). Des dépenses en immobilisations supplémentaires ont été engagées dans la construction d'installations de séchage des résidus et d'infrastructures connexes destinées au traitement de volumes accrus de résidus fins mûrs. Les dépenses en immobilisations comprennent également des dépenses liées à des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard de l'unité de cokéfaction.

Activités in situ

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* totalisent 195 M\$ et ont notamment été affectés à des projets de croissance relatifs à l'achèvement de plateformes de puits associées au projet de désengorgement portant sur les installations de MacKay River, de même qu'à des activités devant aboutir à la prise d'une décision concernant l'autorisation des dépenses relatives au projet d'agrandissement de MacKay River. En outre, des dépenses ont été engagées durant cette période pour faire progresser diverses initiatives de désengorgement visant à accroître la productivité des installations et pour aménager de nouvelles plateformes de puits destinées à augmenter la production dans son ensemble.

Les dépenses en immobilisations de maintien ont totalisé 170 M\$ et ont été affectées à la poursuite des activités de conception, d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction portant sur les nouvelles plateformes de puits qui

devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir, à mesure que la production provenant des plateformes de puits existantes fléchira.

Coentreprise des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 415 M\$. De ce montant, 345 M\$ ont été affectés à des dépenses en immobilisations de croissance et 70 M\$, à des dépenses en immobilisations de maintien. Les dépenses en immobilisations de croissance tiennent compte de l'accroissement continu des dépenses liées au projet Fort Hills portant sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison et les activités sur le chantier. À la clôture du troisième trimestre, les travaux liés aux études techniques détaillées étaient achevés à hauteur d'environ 55 %. Les principales activités de construction menées durant le trimestre ont compris le coulage de la fondation en béton, la construction des réservoirs de séparation destinés à l'extraction secondaire, l'aménagement d'un campement et la mise en service des installations de traitement de l'eau.

Les dépenses en immobilisations de maintien se composent de la quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude et comprennent des dépenses liées à une installation de centrifugation destinée au traitement de résidus fins mûrs et aux activités de remplacement du train minier de la mine Mildred Lake.

Exploration et production

Le secteur Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection de 427 M\$, la majeure partie de ces dépenses ayant été affectées à des investissements de croissance. Le projet Golden Eagle continue d'avancer, la production des premiers barils de pétrole étant attendue vers la fin de 2014. Quant aux activités de forage, elles se poursuivront tout au long de 2015, en même temps que la cadence de production du projet augmentera pour atteindre sa capacité prévue. À Hebron, la plateforme gravitaire située dans le bassin improductif a été déplacée vers le site de construction en eaux profondes du projet au troisième trimestre de 2014. La construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface se poursuit, les premiers barils de pétrole étant attendus en 2017.

La Société mène actuellement, sur la côte Est du Canada, de nombreux projets d'extension visant à agrandir des installations et infrastructures existantes. Après l'achèvement des installations sous-marines de l'unité d'extension sud d'Hibernia en 2013, les activités de forage se sont poursuivies au cours du troisième trimestre de 2014. Au troisième trimestre de 2014, les travaux liés à la dernière phase du projet d'extension sud de White Rose étaient presque terminés. Le projet d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension sud de White Rose devraient accroître la production globale dès 2015 et prolonger la vie productive des champs existants. De plus, une décision quant à l'autorisation de la poursuite des activités de mise en valeur liées au réservoir Ben Nevis-Avalon d'Hibernia et de nouveaux travaux d'agrandissement visant le champ West White Rose est attendue vers le début de 2015.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation, qui se sont élevées à 284 M\$, se rapportent principalement au maintien des activités existantes et aux travaux de révision planifiés exécutés à l'égard des raffineries de Montréal, d'Edmonton et de Sarnia. Le secteur continue d'affecter ses dépenses de croissance à la préparation de la raffinerie de Montréal à recevoir une plus grande quantité de pétrole brut provenant de l'intérieur des terres, notamment aux travaux en cours qui visent à rénover l'unité d'hydrocraquage de la raffinerie et qui devraient augmenter le débit de production global de celle-ci.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les	
	2014	30 septembre 2013
Rendement du capital investi ¹⁾ (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	9,4	8,6
Compte tenu des projets majeurs en cours	8,2	7,3
Ratio dette nette/flux de trésorerie opérationnels ²⁾ (en nombre de fois)	0,7	0,6
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	7,8	7,3
Base des flux de trésorerie opérationnels ^{2),4)}	17,7	16,6

- 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 opérationnels et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie opérationnels 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 capitalisés.
- Somme des flux de trésorerie opérationnels, 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 capitalisés.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie opérationnels, de la trésorerie et des équivalents et des lignes de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues d'ici la fin de 2014 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 opérationnels qui seront générés d'ici la fin de 2014, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'émission de papier commercial ou de billets ou de débetures à long terme. Les flux de trésorerie opérationnels 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, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de la Société croit que celle-ci pourra obtenir suffisamment de financement additionnel 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 l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois, et toutes les contreparties aux placements ont une notation de première qualité.

Notations

La capacité de la Société à obtenir des emprunts non garantis ou garantis à un coût raisonnable dépend avant tout du maintien de notes élevées.

Au troisième trimestre de 2014, Moody's Investors Service a relevé la notation attribuée à la dette de premier rang à long terme de la Société, la faisant passer de Baa1 à A3, et a maintenu ses perspectives stables à long terme. Standard & Poor's Rating Services a également haussé de BBB+ à A- la notation attribuée à la facilité de crédit de la Société et à sa dette de premier rang et a maintenu ses perspectives stables à long terme. Toutes les autres notations sont les mêmes qu'en 2013. Se reporter à la rubrique « Description de la structure du capital – Notes » de la notice annuelle 2013 de Suncor pour une description des notations de crédit dont il est question plus haut.

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents ont augmenté pour s'établir à 5,351 G\$ pour les neuf premiers mois de 2014, en comparaison de 5,202 G\$ au 31 décembre 2013, en raison principalement des flux de trésorerie opérationnels, partiellement contrebalancés par les dépenses en immobilisations et frais de prospection, les rachats d'actions et les versements de dividendes.

Au 30 septembre 2014, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 49 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. La direction de 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 4,382 G\$ au 30 septembre 2014, contre 4,536 G\$ au 31 décembre 2013.

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. L'omission de se conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 septembre 2014, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 22 % (22 % au 31 décembre 2013). À l'heure actuelle, la Société respecte toutes les clauses restrictives liées aux activités d'exploitation.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Dette à court terme	840	798
Tranche courante de la dette à long terme	481	457
Dette à long terme	10 603	10 203
Dette totale	11 924	11 458
Moins la trésorerie et ses équivalents	5 351	5 202
Dette nette	6 573	6 256
Capitaux propres	41 983	41 180
Dette totale majorée des capitaux propres	53 907	52 638
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en %)	22	22

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2014	
	T3	Cumul annuel
Dette nette au début de la période	6 542	6 256
Augmentation de la dette nette	31	317
Dette nette au 30 septembre 2014	6 573	6 573
Diminution (augmentation) de la dette nette		
Flux de trésorerie opérationnels	2 280	7 566
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 821)	(5 109)
Produit de la cession d'actifs	180	210
Acquisitions	(121)	(121)
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(375)	(848)
Rachat d'actions ordinaires	(523)	(1 178)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	734	(436)
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	(385)	(401)
	(31)	(317)

Au 30 septembre 2014, la dette nette de Suncor s'élevait à 6,573 G\$, contre 6,256 G\$ au 31 décembre 2013. Au cours des neuf premiers mois de 2014, la dette nette a augmenté de 317 M\$, en raison principalement des pertes de change, les autres incidences liées aux flux de trésorerie s'étant en grande partie contrebalancées entre elles.

Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2014, le ratio dette nette/flux de trésorerie opérationnels s'est établi à 0,7 fois, ce qui est conforme à la cible fixée par la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 2,0 fois.

Actions ordinaires

Actions en circulation

30 septembre 2014 (en milliers)

Actions ordinaires	1 456 919
Options sur actions ordinaires – exerçables	15 081
Options sur actions ordinaires – non exerçables	9 445

Au 22 octobre 2014, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 452 476 439 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 24 506 405. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2013 ») qui a été lancée au troisième trimestre de 2013, Suncor a racheté un total de 45 601 973 actions ordinaires pour une contrepartie totale de 1,7 G\$. De ce nombre, 4 265 700 actions ordinaires ont été rachetées au troisième trimestre de 2014 pour une contrepartie totale de 192 M\$.

Le 5 août 2014, Suncor a renouvelé l'offre publique de rachat de 2013 afin de continuer à racheter des actions dans le cadre de son programme de rachat précédemment annoncé (l'« offre publique de rachat de 2014 »), par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2014, Suncor est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 1,1 G\$ entre le 5 août 2014 et le 4 août 2015, et elle a convenu de ne pas racheter plus de 44 045 388 actions ordinaires, ce qui représentait environ 3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation.

Au troisième trimestre de 2014, la Société a racheté 7 726 100 actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2014 au prix moyen de 42,82 \$ chacune, pour un coût de rachat total de 331 M\$.

Depuis la clôture du troisième trimestre de 2014 et au 22 octobre 2014, la Société avait racheté 4 469 700 actions ordinaires supplémentaires dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2014 au prix moyen de 38,28 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 171 M\$.

	Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2014		Période de 12 mois close le 31 décembre 2013
	T3	Cumul annuel	
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	11 992	28 911	49 492
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)	523	1 178	1 675
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars)	43,58	40,73	33,84

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 2013, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes. 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 2014, Suncor a accru d'environ 1,2 G\$ ses engagements liés au forage exploratoire et ses engagements liés à la mise en œuvre de sa stratégie d'accès aux marchés, ce qui englobe ses activités liées à l'accroissement de sa capacité de stockage et de son réseau logistique. La durée de la majorité de ces ententes se situe entre 2 et 10 ans, et les paiements débiteront dès le quatrième trimestre de 2014.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie opérationnels 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, comme ceux qui ont été menés par les secteurs Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2013 et ceux qui ont été exécutés à l'égard de plusieurs actifs du secteur Exploration et production au troisième trimestre de 2014, ainsi que par les interruptions non planifiées, comme celle qui a eu lieu à l'usine de valorisation 2 au deuxième trimestre de 2013. Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie opérationnels 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. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012
Production totale (kbp/j)								
Sables pétrolifères	441,1	403,1	424,4	446,5	423,6	309,4	389,0	378,7
Exploration et production	78,2	115,3	120,9	111,6	171,4	190,7	207,1	177,8
	519,3	518,4	545,3	558,1	595,0	500,1	596,1	556,5
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	10 175	10 446	10 342	9 814	10 288	9 648	9 843	9 396
Autres produits	98	203	135	380	85	66	173	92
	10 273	10 649	10 477	10 194	10 373	9 714	10 016	9 488
Résultat net	919	211	1 485	443	1 694	680	1 094	(574)
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,63	0,14	1,01	0,30	1,13	0,45	0,72	(0,38)
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,62	0,14	1,01	0,30	1,13	0,45	0,71	(0,38)
Résultat opérationnel¹⁾	1 306	1 135	1 793	973	1 426	934	1 367	988
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,89	0,77	1,22	0,66	0,95	0,62	0,90	0,65
Flux de trésorerie opérationnels¹⁾	2 280	2 406	2 880	2 350	2 528	2 250	2 284	2 228
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,56	1,64	1,96	1,58	1,69	1,49	1,50	1,46
RCI¹⁾ (% sur 12 mois)	9,4	10,1	12,6	11,5	8,6	8,1	7,1	7,2
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,28	0,23	0,23	0,20	0,20	0,20	0,13	0,13
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	40,53	45,50	38,61	37,24	36,83	31,00	30,44	32,71
Bourse de New York (\$ US)	36,15	42,63	34,96	35,05	35,78	29,49	30,01	32,98

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 capitalisés au titre des projets majeurs en cours.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012
Pétrole brut WTI à Cushing	\$US/b	97,20	103,00	98,70	97,45	105,85	94,20	94,35	88,20
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$US/b	103,40	109,75	107,80	109,35	109,70	103,35	112,65	110,10
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$US/b	12,50	13,85	18,45	20,05	10,35	5,50	10,60	17,30
MSW à Edmonton	\$CA/b	89,50	97,10	90,70	89,05	105,25	92,90	88,45	84,35
WCS à Hardisty	\$US/b	77,00	82,95	75,55	65,25	88,35	75,05	62,40	70,05
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$US/b	20,20	20,05	23,15	32,20	17,50	19,15	31,95	18,15
Condensat à Edmonton	\$US/b	93,45	105,15	102,65	94,20	103,80	103,30	107,20	98,10
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$CA/kpi ³	4,00	4,65	5,70	3,50	2,40	3,50	3,20	3,20
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$CA/MWh	63,90	42,30	61,75	48,40	83,90	123,35	64,10	78,80
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$US/b	20,50	21,55	20,40	19,60	19,25	25,60	31,20	35,95
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$US/b	17,50	19,40	18,35	12,00	15,80	30,70	27,10	27,85
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$US/b	24,60	26,10	17,40	15,35	19,60	30,60	30,55	29,85
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$US/b	19,10	19,55	17,15	13,45	15,95	23,95	28,80	27,35
Taux de change	\$US/\$CA	0,92	0,92	0,91	0,95	0,96	0,98	0,99	1,00
Taux de change à la clôture de la période	\$US/\$CA	0,89	0,94	0,90	0,94	0,97	0,95	0,98	1,01

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 importants non récurrents suivants ont influé sur le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres :

- 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 comptabilisé par le secteur Exploration et production.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2014 tient compte d'une charge d'impôt sur le résultat et 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 Exploration et production 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'une perte de valeur 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 Exploration et production. 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.
- Le résultat net des premier et quatrième trimestres de 2013 tient compte d'une charge nette après impôt de 58 M\$ résultant de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Cette charge comprenait les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, ainsi que des frais liés à l'annulation de contrats.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2013 tient compte d'un profit après impôt de 130 M\$ découlant de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel de la Société.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ comptabilisée à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Compte tenu de son évaluation du contexte économique difficile prévalant durant ce trimestre, Suncor a procédé à un test de dépréciation fondé sur une évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte de la reprise d'une perte de valeur après impôt de 177 M\$ que la Société avait comptabilisée à l'égard de ses actifs en Syrie au deuxième trimestre de 2012. Cette reprise avait été comptabilisée à la suite d'une nouvelle évaluation de la valeur recouvrable nette des actifs sous-jacents que la Société avait réalisée après avoir touché un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 172 M\$ comptabilisée à l'égard de certains actifs de prospection, de mise en valeur et de production du secteur Exploration et Production, et d'une provision comptabilisée pour le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) pour des engagements futurs estimatifs relatifs à la capacité pipelinière inutilisée de certains pipelines.

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

Une description des méthodes comptables significatives de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont respectivement présentés aux notes 3 et 5 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Adoption de nouvelles normes comptables

En date du 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté rétrospectivement l'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (« IFRIC ») 21 *Droits ou taxes*, qui clarifie le fait qu'une entité doit comptabiliser un passif au titre d'un droit ou d'une taxe exigible lorsque l'événement qui rend le droit ou la taxe exigible, tel qu'il est défini par la législation pertinente, survient. Cette norme précise en outre qu'un passif au titre d'un droit ou d'une taxe doit être comptabilisé progressivement seulement si l'événement qui rend le droit ou la taxe exigible se déroule sur une certaine période de temps, et qu'aucun passif ne devrait être comptabilisé avant que le seuil minimal spécifié qui rend le passif exigible ne soit atteint. L'adoption de cette interprétation n'a pas eu d'incidence sur les états financiers intermédiaires résumés de la Société.

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 pour lesquelles une estimation différente aurait pu être formulée ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées et que l'incidence de pareilles modifications sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société pourrait être

significative. 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 2013 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel 2013.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change et pour optimiser sa position à l'égard des versements d'intérêts. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de marchandises et des échanges financiers pour dégager des profits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 27 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2013 et à la note 11 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, de même qu'à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel 2013 de Suncor.

Mise à jour concernant l'impôt sur le résultat

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.

La Société a versé une sûreté d'environ 490 M\$ à l'ARC.

En octobre, la Société a reçu des avis de nouvelle cotisation du Québec et de l'Ontario s'élevant respectivement à environ 42 M\$ et 100 M\$. Elle devrait recevoir le dernier avis de nouvelle cotisation provincial (Alberta) au quatrième trimestre de 2014.

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

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 septembre 2014, 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 2014, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 septembre 2014, 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 ses hypothèses liées aux prévisions pour 2014 publiées précédemment. Le communiqué de presse de Suncor daté du 29 octobre 2014, qui peut également être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente les changements apportés aux hypothèses.

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 opérationnel, le RCI, les flux de trésorerie opérationnels, 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 opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle. La direction utilise le résultat opérationnel pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure donne une comparaison plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat opérationnel et le résultat net est présenté aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent document.

Analyses comparatives du résultat opérationnel

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat opérationnel 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 opérationnel 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 Exploration et production, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur Raffinage et commercialisation.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui 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 opérationnel, de l'incidence de la variation des taux d'imposition réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et l'efficacité du processus de répartition 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 capitalisés 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)		2014	2013
Ajustements du résultat net			
Résultat net		3 058	2 896
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		685	339
Charge d'intérêts nette		222	177
	A	3 965	3 412
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		5 793	5 034
Capitaux propres		41 132	39 981
		46 925	45 015
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		6 573	5 793
Capitaux propres		41 983	41 132
		48 556	46 925
Capital moyen investi	B	48 296	46 552
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	8,2	7,3
Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours	C	6 299	7 074
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	9,4	8,6

Flux de trésorerie opérationnels

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

Les flux de trésorerie opérationnels présentés dans le présent rapport de gestion pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des flux de trésorerie opérationnels du trimestre clos le 30 septembre et des trois trimestres précédents. Les flux de trésorerie opérationnels présentés dans le présent rapport de gestion pour les périodes de neuf mois correspondent à la somme des flux de trésorerie opérationnels du trimestre clos le 30 septembre et des deux trimestres précédents. Les flux de trésorerie opérationnels 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 pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Résultat net	773	951	198	446	426	350	(478)	(53)	919	1 694
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	723	652	194	274	152	136	41	27	1 110	1 089
Impôt sur le résultat différé	66	120	48	(193)	(42)	(126)	(77)	193	(5)	(6)
Augmentation des passifs	35	28	11	16	2	2	1	4	49	50
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	456	(157)	456	(157)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(2)	(1)	6	(2)	(19)	(3)	(41)	(145)	(56)	(151)
Profit à la cession d'actifs	(2)	—	(82)	(130)	—	(3)	—	—	(84)	(133)
Rémunération fondée sur des actions	(10)	39	(2)	18	(7)	25	(18)	113	(37)	195
Frais de prospection	—	—	16	8	—	—	—	—	16	8
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(70)	(74)	(9)	(3)	(4)	(7)	—	—	(83)	(84)
Autres	(2)	(13)	(1)	(28)	(5)	(3)	3	67	(5)	23
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 511	1 702	379	406	503	371	(113)	49	2 280	2 528
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(428)	208	165	54	(85)	77	973	(347)	625	(8)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 083	1 910	544	460	418	448	860	(298)	2 905	2 520

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	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Résultat net	1 596	1 571	455	1 101	1 519	1 564	(955)	(768)	2 615	3 468
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	3 326	1 759	1 052	889	473	381	89	88	4 940	3 117
Impôt sur le résultat différé	(223)	323	(32)	(130)	(33)	148	13	49	(275)	390
Augmentation des passifs	106	84	33	50	5	4	7	10	151	148
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	487	301	487	301
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(2)	(1)	2	(1)	(14)	(1)	(100)	(60)	(114)	(63)
Perte (profit) à la cession d'actifs	3	—	(82)	(130)	(1)	(4)	—	—	(80)	(134)
Rémunération fondée sur des actions	27	(10)	9	21	6	9	76	113	118	133
Frais de prospection	—	—	96	59	—	—	—	—	96	59
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(254)	(313)	(17)	(16)	(10)	(13)	—	—	(281)	(342)
Autres	(54)	33	(8)	(79)	(7)	(4)	(22)	35	(91)	(15)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 525	3 446	1 508	1 764	1 938	2 084	(405)	(232)	7 566	7 062
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(290)	2 188	64	565	(595)	226	176	(2 277)	(645)	702
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 235	5 634	1 572	2 329	1 343	2 310	(229)	(2 509)	6 921	7 764

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 opérationnels 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	
	2014	2013
Flux de trésorerie opérationnels	9 916	9 290
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	6 834	7 207
Flux de trésorerie disponibles	3 082	2 083

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 et les coûts des charges d'alimentation du gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire, 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 rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance opérationnelle du secteur Sables pétrolifères par baril produit.

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

Les PCGR exigent que l'évaluation des stocks soit faite selon la méthode PEPS. Pour Suncor, cette exigence se traduit par un écart entre les prix de vente des produits raffinés, qui rendent compte des conditions 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 de l'utilisation de la méthode d'évaluation des stocks PEPS plutôt que de la méthode DEPS. La direction utilise cette information pour analyser la performance opérationnelle de la Société et pour la comparer avec celle des raffineries comparables qui sont autorisées à évaluer les stocks selon la méthode DEPS en vertu des PCGR des États-Unis.

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

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

Une liste des abréviations 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
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts
MWh	mégawattheures

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

T3	Trimestre clos le 30 septembre
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange de pétrole brut léger

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 canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que nous avons formulées à la lumière des informations qui étaient à notre disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de notre expérience et de notre perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevances applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les autres énoncés et les autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « futur », « avenir » et autres expressions analogues.

Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

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

- la poursuite des travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines exécutés à la raffinerie de Sarnia ainsi que la poursuite des travaux de maintenance planifiés d'une durée de 10 semaines effectués à la raffinerie de Montréal, lesquels visent notamment à rénover l'unité d'hydrocraquage de manière à augmenter le débit de production global et devraient être achevés d'ici la fin du quatrième trimestre de 2014.

Les prévisions de Suncor concernant les dépenses en immobilisations et les projets de croissance et ses autres projets, considérant le fait que :

- la Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de sa participation de 50 % dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy pour 182,5 M\$ et prévoit que cette vente donnera lieu à un profit après impôt d'environ 85 M\$, compte non tenu des ajustements de clôture et que la clôture de la transaction aura lieu au premier trimestre de 2015;
- Suncor prévoit que l'inversion prévue de la canalisation 9 d'Enbridge, conjuguée à son accès actuel au transport ferroviaire, lui procurera la souplesse nécessaire pour approvisionner en 2015 sa raffinerie de Montréal en différents types de pétrole au prix du brut provenant de l'intérieur des terres une fois le pipeline en service;
- la capacité nominale initiale cible pour le projet d'agrandissement de MacKay River est de 20 000 b/j environ;
- la Société prévoit que le projet de désengorgement portant sur les installations de MacKay River augmentera la capacité de production d'environ 20 % pour la porter à une capacité totale de 38 000 barils par jour d'ici à la fin de 2015 et qu'elle continuera de faire avancer d'autres initiatives de désengorgement;
- la Société prévoit que le projet minier Fort Hills lui procurera environ 73 000 b/j de bitume, la production de pétrole devant commencer au quatrième trimestre de 2017 et atteindre par la suite 90 % de sa capacité prévue dans un délai de 12 mois;
- la Société prévoit que la production des premiers barils de pétrole du projet Golden Eagle aura lieu vers la fin de 2014 et que les travaux de forage se poursuivront en 2015, en même temps que la cadence de production du projet augmentera pour atteindre sa capacité prévue;
- la Société prévoit que les premiers barils de pétrole du projet Hebron seront produits en 2017;
- la Société prévoit que l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension sud de White Rose accroîtront la production globale tirée des champs existants dès 2015 et prolongeront leur durée de vie productive;
- une décision quant à l'autorisation de la poursuite des activités de mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon d'Hibernia et de nouveaux travaux d'agrandissement visant le champ West White Rose est attendue en 2015;

- la station de pompage auxiliaire qui a été mise en service au cours du troisième trimestre de 2014 maintiendra des pressions élevées afin d'assurer le transport efficace des résidus dans le cadre du procédé de gestion des résidus;
- les nouvelles plateformes de puits devraient permettre d'assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir, à mesure que la production provenant des plateformes de puits existantes fléchira;
- la Société estime qu'elle disposera des ressources en capital dont elle a besoin pour financer le reste de ses dépenses en immobilisations prévues pour 2014, qu'elle sera en mesure de répondre à ses besoins de fonds de roulement actuels et futurs au moyen de la trésorerie et des placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie opérationnels qu'elle générera d'ici la fin de 2014, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'émission de papier commercial et de billets ou débetures à long terme, et que, si des ressources en capital supplémentaires sont nécessaires, du financement additionnel adéquat sera disponible sur les marchés des capitaux d'emprunt à des conditions commerciales normales et aux taux du marché.

Autres éléments :

- l'avis de la Société selon lequel sa stratégie bien ciblée, son modèle intégré et son excellent bilan représentent des avantages concurrentiels qui continueront de l'aider à faire face à la baisse actuelle des prix du pétrole brut;
- la prévision selon laquelle la production de la Société se situera dans l'extrémité inférieure de notre fourchette prévisionnelle annuelle;
- la prévision selon laquelle les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères augmenteront légèrement au quatrième trimestre;
- la stratégie de Suncor, qui est axée sur son modèle intégré, et la priorité soutenue accordée aux actifs essentiels;
- le fait que Suncor continue de collaborer avec la National Oil Company de Libye pour organiser de futurs chargements;
- le fait que la durée moyenne pondérée maximale à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois, et que toutes les contreparties aux placements ont une notation de première qualité;
- le fait que la direction de Suncor est d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider Suncor à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- la position de la Société à l'égard de l'avis de nouvelle cotisation qu'elle a reçu de l'ARC concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés, l'opinion voulant 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 sûreté de 490 M\$ versée à l'ARC par la Société, et le droit que se réserve l'ARC de demander à la Société de lui remettre un montant de trésorerie au lieu d'une sûreté. En octobre, la Société a reçu des avis de nouvelle cotisation du Québec et de l'Ontario s'élevant respectivement à environ 42 M\$ et 100 M\$. Elle devrait recevoir le dernier avis de nouvelle cotisation provincial (Alberta) au quatrième trimestre de 2014.

Les énoncés et les renseignements prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs. Le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations 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 la croissance du secteur Sables pétrolifères et les investissements de maintien; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des gisements et des installations in situ ou la non-disponibilité de bitume venant 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 Exploration et production sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes d'exploitation inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques d'ordre politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye en raison de l'agitation politique persistante et le risque que les activités de Suncor en Syrie continuent d'être perturbées par des sanctions et des troubles politiques; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires pour exercer des activités de prospection et de mise en valeur; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics y compris les taxes et impôts ou les avis de nouvelles cotisations 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 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'actifs et de passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers de Suncor, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, notamment à la rubrique « Facteurs de risque » et dans la notice annuelle de 2013 datée du 28 février 2014 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2014	30 septembre 2013	closes les 30 septembre 2014	2013
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	10 175	10 288	30 963	29 779
Autres produits (note 4)	98	85	436	324
	10 273	10 373	31 399	30 103
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	4 642	4 603	12 992	13 101
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 345	2 321	7 403	6 937
Transport	200	205	628	573
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur (note 5)	1 110	1 089	4 940	3 117
Prospection	57	38	314	247
Profit à la cession d'actifs (note 14)	(84)	(133)	(80)	(134)
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur (note 13)	—	—	—	176
Charges (produits) de financement (note 8)	571	(65)	884	709
	8 841	8 058	27 081	24 726
Résultat avant impôt	1 432	2 315	4 318	5 377
Impôt sur le résultat				
Exigible	518	627	1 978	1 519
Différé	(5)	(6)	(275)	390
	513	621	1 703	1 909
Résultat net	919	1 694	2 615	3 468
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat				
Ajustement au titre des écarts de conversion	176	(55)	207	136
Profit latent sur les actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 15)	85	—	85	—
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat				
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	(166)	(33)	(222)	353
Autres éléments du résultat global	95	(88)	70	489
Résultat global	1 014	1 606	2 685	3 957
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 10)				
De base	0,63	1,13	1,78	2,30
Dilué	0,62	1,13	1,78	2,30
Dividendes en trésorerie	0,28	0,20	0,74	0,53

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 sept. 2014	31 déc. 2013
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	5 351	5 202
Créances	4 865	5 254
Stocks	4 366	3 944
Impôt sur le résultat à recouvrer	452	294
Total de l'actif courant	15 034	14 694
Immobilisations corporelles, montant net		
Prospection et évaluation	2 220	2 772
Autres actifs	582	422
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 084	3 092
Actifs d'impôt différé	65	65
Total de l'actif	79 567	78 315
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	840	798
Tranche courante de la dette à long terme	481	457
Dettes et charges à payer	6 926	7 090
Tranche courante des provisions	774	998
Impôt à payer	1 109	1 263
Total du passif courant	10 130	10 606
Dette à long terme	10 603	10 203
Autres passifs non courants	1 875	1 464
Provisions	4 440	4 078
Passifs d'impôt différé	10 536	10 784
Capitaux propres	41 983	41 180
Total du passif et des capitaux propres	79 567	78 315

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2014	30 septembre 2013	closes les 30 septembre 2014	2013
Activités d'exploitation				
Résultat net	919	1 694	2 615	3 468
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 110	1 089	4 940	3 117
Impôt sur le résultat différé	(5)	(6)	(275)	390
Charge de désactualisation	49	50	151	148
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	456	(157)	487	301
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(56)	(151)	(114)	(63)
Profit à la cession d'actifs	(84)	(133)	(80)	(134)
Rémunération fondée sur des actions	(37)	195	118	133
Prospection	16	8	96	59
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(83)	(84)	(281)	(342)
Autres	(5)	23	(91)	(15)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	625	(8)	(645)	702
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 905	2 520	6 921	7 764
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 808)	(1 539)	(5 061)	(5 004)
Acquisitions (note 12)	(121)	—	(121)	(515)
Produit de la cession d'actifs	180	904	210	910
Autres placements	(13)	(9)	(48)	(15)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	109	(12)	209	(184)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 653)	(656)	(4 811)	(4 808)
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	1	(42)	—	(28)
Variation nette de la dette à long terme	(4)	—	(14)	149
Remboursement sur la dette à long terme	—	(312)	—	(312)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	34	36	237	80
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(523)	(426)	(1 178)	(1 125)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(409)	(299)	(1 085)	(798)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(901)	(1 043)	(2 040)	(2 034)
Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents				
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	68	(11)	79	33
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	4 932	4 530	5 202	4 385
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	5 351	5 340	5 351	5 340
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	72	70	439	421
Impôt sur le résultat payé	604	399	2 272	1 083

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 2012	19 945	579	(210)	18 901	39 215	1 523 057
Résultat net	—	—	—	3 468	3 468	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	136	—	136	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 121 \$	—	—	—	353	353	—
Résultat global	—	—	136	3 821	3 957	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	124	(35)	—	—	89	3 745
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	22	—	—	(22)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(453)	—	—	(672)	(1 125)	(34 560)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(86)	—	—	(162)	(248)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	42	—	—	42	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(798)	(798)	—
30 septembre 2013	19 552	586	(74)	21 068	41 132	1 492 242
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 de dividendes	25	—	—	(25)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(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

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 comprennent notamment la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation 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 entités sous contrôle commun.

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*, telles qu'elles ont été publiées 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 2013.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 29 octobre 2014, date à laquelle le comité d'audit a approuvé ces états financiers au nom du conseil d'administration.

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 suivies pour l'établissement des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. En date du 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté rétrospectivement l'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (« IFRIC ») 21 *Droits ou taxes*.

IFRIC 21 précise qu'une entité doit comptabiliser un passif au titre d'un droit ou d'une taxe exigible lorsque l'événement qui rend le droit ou la taxe exigible, tel qu'il est défini par la législation pertinente, survient. Cette norme précise en outre qu'un passif au titre d'un droit ou d'une taxe doit être comptabilisé progressivement seulement si l'événement qui rend le droit ou la taxe exigible se déroule sur une certaine période de temps, et qu'aucun passif ne devrait être comptabilisé avant que le seuil minimal spécifié qui rend le passif exigible ne soit atteint. L'adoption de cette interprétation n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés intermédiaires résumés de la Société.

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 à des jugements

Pour préparer en temps opportun des états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire preuve de jugement. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements significatifs utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

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	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	2 943	2 588	858	1 336	6 951	7 057	19	24	10 771	11 005
Produits intersectoriels	1 012	1 316	95	166	52	26	(1 159)	(1 508)	—	—
Moins les redevances	(431)	(392)	(165)	(325)	—	—	—	—	(596)	(717)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	3 524	3 512	788	1 177	7 003	7 083	(1 140)	(1 484)	10 175	10 288
Autres produits (charges)	37	4	4	31	43	(5)	14	55	98	85
	3 561	3 516	792	1 208	7 046	7 078	(1 126)	(1 429)	10 273	10 373
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	50	87	119	158	5 659	5 803	(1 186)	(1 445)	4 642	4 603
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 522	1 347	140	183	576	596	107	195	2 345	2 321
Transport	117	111	18	29	75	75	(10)	(10)	200	205
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	723	652	194	274	152	136	41	27	1 110	1 089
Prospection	2	7	55	31	—	—	—	—	57	38
Profit à la cession d'actifs	(2)	—	(82)	(130)	—	(3)	—	—	(84)	(133)
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Charges (produits) de financement	52	32	27	(8)	(4)	2	496	(91)	571	(65)
	2 464	2 236	471	537	6 458	6 609	(552)	(1 324)	8 841	8 058
Résultat avant impôt	1 097	1 280	321	671	588	469	(574)	(105)	1 432	2 315
Impôt sur le résultat										
Exigible	258	209	75	418	204	245	(19)	(245)	518	627
Différé	66	120	48	(193)	(42)	(126)	(77)	193	(5)	(6)
	324	329	123	225	162	119	(96)	(52)	513	621
Résultat net	773	951	198	446	426	350	(478)	(53)	919	1 694
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	975	898	465	418	291	202	77	21	1 808	1 539

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	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	8 504	6 681	3 270	4 674	20 465	19 973	68	83	32 307	31 411
Produits intersectoriels	3 219	2 971	367	282	106	140	(3 692)	(3 393)	—	—
Moins les redevances	(875)	(658)	(469)	(974)	—	—	—	—	(1 344)	(1 632)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	10 848	8 994	3 168	3 982	20 571	20 113	(3 624)	(3 310)	30 963	29 779
Autres produits	41	10	184	71	54	11	157	232	436	324
	10 889	9 004	3 352	4 053	20 625	20 124	(3 467)	(3 078)	31 399	30 103
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	210	261	403	409	16 008	15 698	(3 629)	(3 267)	12 992	13 101
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	4 566	4 209	432	540	1 833	1 699	572	489	7 403	6 937
Transport	379	301	66	97	214	207	(31)	(32)	628	573
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	3 326	1 759	1 052	889	473	381	89	88	4 940	3 117
Prospection	82	96	232	151	—	—	—	—	314	247
Perte (profit) à la cession d'actifs	3	—	(82)	(130)	(1)	(4)	—	—	(80)	(134)
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	—	176	—	—	—	—	—	—	—	176
Charges de financement	113	98	44	26	2	2	725	583	884	709
	8 679	6 900	2 147	1 982	18 529	17 983	(2 274)	(2 139)	27 081	24 726
Résultat avant impôt	2 210	2 104	1 205	2 071	2 096	2 141	(1 193)	(939)	4 318	5 377
Impôt sur le résultat										
Exigible	837	210	782	1 100	610	429	(251)	(220)	1 978	1 519
Différé	(223)	323	(32)	(130)	(33)	148	13	49	(275)	390
	614	533	750	970	577	577	(238)	(171)	1 703	1 909
Résultat net	1 596	1 571	455	1 101	1 519	1 564	(955)	(768)	2 615	3 468
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	2 872	3 421	1 370	1 093	642	445	177	45	5 061	5 004

4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2014	30 septembre 2013	closes les 30 septembre 2014	2013
Activités de négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	(2)	106	104	223
Augmentation (diminution) de la valeur des stocks	15	(61)	26	(26)
Activités de gestion des risques	47	(14)	33	(17)
Réévaluation des réserves ¹⁾	—	—	145	—
Produits financiers et produit d'intérêts	16	17	78	57
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	8	13	25	37
Variation de la valeur des engagements relatifs à la capacité pipelinère et autres	14	24	25	50
	98	85	436	324

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

5. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Sables pétrolifères

Projet minier Joslyn

Pour le deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 718 M\$ liée à la participation qu'elle détient dans le projet. Ce montant a été porté en diminution des immobilisations corporelles (318 M\$) et des actifs de prospection et d'évaluation (400 M\$).

Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P »), exploitant du projet minier Joslyn, la Société et les copropriétaires du projet ont convenu de réduire 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. Par suite de son évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus et en raison de l'incertitude liée notamment au calendrier des plans de mise en valeur, la Société a procédé à un test de dépréciation au moyen d'une approche fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie et les flux de trésorerie actualisés, en fonction de la plus récente estimation des ressources éventuelles de l'ensemble des baux miniers et d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 9 % (données d'évaluation de la juste valeur de niveau 3). Les transactions sur le marché pertinentes ont aussi été prises en compte. Le calcul de la valeur recouvrable est sensible à la probabilité et au moment du début de la production, au taux d'actualisation et aux dépenses en immobilisations et coûts de construction.

Autres

Par suite d'une revue de ses options de réaffectation des actifs construits dans le cadre de projets qui ont depuis été annulés ou reportés, la Société a comptabilisé au deuxième trimestre de 2014 une perte de valeur après impôt de 223 M\$ à l'égard de certains actifs du secteur Sables pétrolifères, y compris un pipeline et son compresseur et des composants servant à la génération de vapeur, la direction ne prévoyant pas utiliser ces actifs.

Exploration et production

Libye

Au deuxième trimestre de 2014, en raison de l'interruption de sa production découlant de la fermeture de certains terminaux d'exportation libyens et des plans actuels de production de la Société pour la durée restante des contrats d'exploration et de partage de la production, la Société a procédé à un test de dépréciation sur ses actifs libyens au moyen d'une méthode fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie. À la suite de ce test, la Société a

comptabilisé une perte de valeur après impôt de 297 M\$ à l'égard de ses actifs en Libye. Ce montant a été porté en diminution des immobilisations corporelles (129 M\$) et des actifs de prospection et d'évaluation (168 M\$).

Une approche fondée sur les flux de trésorerie prévus a été utilisée en fonction des données sur les réserves à la clôture de 2013, mises à jour en fonction des prévisions actuelles des prix et des plans de production actuels, selon trois scénarios : i) la reprise des activités dans 6 mois, ii) la reprise des activités dans 18 mois et iii) la suspension de l'ensemble des activités à la clôture de 2015. Les deux premiers scénarios ont chacun reçu une pondération en fonction de la probabilité de 45 % et le dernier scénario, de 10 %. Chacun des scénarios est évalué à la valeur actualisée au moyen d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 17 %, et d'un prix moyen d'environ 103,00 \$ US le baril de 2016 à 2021, puis augmentant annuellement en moyenne de 2 % par la suite (données d'évaluation à la juste valeur de niveau 3). Le calcul de la valeur recouvrable est sensible au taux d'actualisation et aux prix. Une hausse de 2 % du taux d'actualisation et une baisse de 5 % des prix auraient chacune entraîné une augmentation d'environ 65 M\$ de la perte de valeur après impôt inscrite.

6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2014	30 septembre 2013	closes les 30 septembre 2014	2013
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	8	11	35	42
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	(43)	195	285	262
	(35)	206	320	304

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

En vertu de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2013 ») lancée au troisième trimestre de 2013, Suncor a racheté un total de 45,6 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 1,7 G\$. Du total des actions ordinaires rachetées, 4,3 millions l'ont été au troisième trimestre de 2014 pour une contrepartie de 192 M\$.

Le 5 août 2014, Suncor a renouvelé son offre publique de rachat de 2013 afin à continuer à racheter des actions dans le cadre de son programme de rachat annoncé précédemment, par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation (l'« offre publique de rachat de 2014 »). Aux termes de l'offre publique de rachat de 2014, Suncor peut racheter aux fins d'annulation de ses actions ordinaires pour une valeur maximale d'environ 1,1 G\$ entre le 5 août 2014 et le 4 août 2015. Au troisième trimestre de 2014, la Société a racheté 7,7 millions d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2014 au prix moyen de 42,82 \$ chacune, pour un coût de rachat total de 331 M\$.

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	
	2014	30 septembre 2013	closes les 30 septembre 2014	2013
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	11 992	12 054	28 911	34 560
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	159	158	382	453
Résultats non distribués	364	268	796	672
Coût des rachats d'actions	523	426	1 178	1 125

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 pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction de négociation de titres à l'interne prévue.

(en millions de dollars)	30 sept. 2014	31 déc. 2013
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	80	108
Résultats non distribués	165	198
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	245	306

8. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2014	30 septembre 2013	closes les 30 septembre 2014	2013
Intérêts sur la dette	181	176	543	525
Intérêts incorporés à l'actif	(103)	(99)	(324)	(299)
Charge d'intérêts	78	77	219	226
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	15	17	41	51
Charge de désactualisation	49	50	151	148
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	456	(157)	487	301
Écarts de change et autres	(27)	(52)	(14)	(17)
	571	(65)	884	709

9. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

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

La Société a versé une sûreté d'environ 490 M\$ à l'ARC.

En octobre, la Société a reçu des avis officiels de nouvelle cotisation des provinces de Québec et d'Ontario d'environ 42 M\$ et 100 M\$, respectivement. Le dernier avis officiel de nouvelle cotisation (celui de la province d'Alberta) devrait arriver au quatrième trimestre.

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\$.

10. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2014	30 septembre 2013	closes les 30 septembre 2014	2013
Résultat net	919	1 694	2 615	3 468
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions ¹⁾	(13)	—	—	—
Résultat net – dilué	906	1 694	2 615	3 468
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 461	1 497	1 467	1 507
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	5	1	3	1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 466	1 498	1 470	1 508
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	0,63	1,13	1,78	2,30
Résultat dilué par action	0,62	1,13	1,78	2,30

1) Les options de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Comme ces options peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le résultat dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif au cours de la période. Il a été établi que la comptabilisation de ces options dans les régimes dont les paiements sont réglés en actions avait un effet dilutif pour le trimestre clos le 30 septembre 2014.

11. INSTRUMENTS FINANCIERS

Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 30 septembre 2014, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Négociation de l'énergie				
Créances	197	62	—	259
Dettes	(236)	(47)	—	(283)
Gestion des risques				
Dettes	(2)	—	—	(2)
Actifs détenus en vue de la vente				
Autres actifs	—	183	—	183
	(41)	198	—	157

Au troisième trimestre de 2014, 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.

À la suite de l'entente conclue avec un tiers pour la vente de sa quote-part des actifs de Pioneer Energy, Suncor a augmenté de 98 M\$ la juste valeur de son investissement dans cette société au troisième trimestre de 2014, compte tenu du prix de vente convenu.

Au 30 septembre 2014, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 10 G\$ (9,6 G\$ au 31 décembre 2013) et sa juste valeur, à 12,3 G\$ (11,2 G\$ au 31 décembre 2013). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

12. ACQUISITION

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

La répartition préliminaire du coût d'achat se fonde sur les meilleures estimations de la direction quant aux actifs acquis et aux passifs repris. Il est probable que ces estimations soient révisées lorsque la transaction sera finalisée.

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

(en millions de dollars)

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

L'ensemble des coûts d'acquisition et de transaction se rapportant à ce regroupement d'entreprises a été passé en charge.

13. PROJET D'USINE DE VALORISATION VOYAGEUR

Le 27 mars 2013, la Société a acquis la participation de Total E&P dans Voyageur Upgrader Limited Partnership (« VULP ») pour un montant de 515 M\$ et a obtenu le contrôle total sur les actifs du partenariat. La transaction a été comptabilisée en tant que regroupement d'entreprises.

Aucun bénéfice net important n'a été généré puisque VULP se trouvait au stade de la mise en valeur et que, par conséquent, elle ne générait pas de produits et la majorité de ses coûts étaient capitalisés.

La juste valeur de la contrepartie transférée et les actifs acquis et passifs repris à la date de l'acquisition sont présentés ci-dessous.

(en millions de dollars)

Total du prix d'achat	515
Répartition du prix d'achat :	
Immobilisations corporelles	374
Impôt différé	312
Provisions pour démantèlement et remise en état	(81)
Contrats et passifs repris	(90)
Actifs nets acquis	515

La juste valeur attribuée aux immobilisations corporelles acquises a été déterminée selon l'approche fondée sur les flux de trésorerie futurs prévus des actifs qui devraient être conservés, selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 %. Quant aux actifs qui devraient être vendus, leur juste valeur a été déterminée selon les meilleures estimations de la direction du montant recouvrable.

La juste valeur de la provision pour démantèlement et remise en état a été déterminée selon les meilleures estimations de la direction quant aux coûts liés à la réalisation des travaux de remise en état, au calendrier des sorties de fonds, à la méthode de remise en état, au taux d'actualisation et à l'usage futur des lieux prévu par la direction.

Après l'acquisition, la Société a annoncé l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Cette décision a été prise à la lumière d'un examen des paramètres stratégiques et économiques du projet entrepris par la Société et le copropriétaire du projet, Total E&P, à la suite d'une détérioration des conditions de marché susceptible de mettre en péril la viabilité du projet sur le plan économique. Une charge de 176 M\$ liée à la décision d'abandonner le volet valorisation du projet a donc été comptabilisée en résultat net au premier trimestre de 2013. Au quatrième trimestre de 2013, un ajustement de 94 M\$ a été comptabilisé afin de réduire le coût précédemment estimé, ce qui a donné lieu, pour 2013, à une charge nette de 82 M\$.

14. VENTE D'ACTIFS LIÉS AU GAZ NATUREL

Au troisième trimestre de 2014, la Société a vendu ses actifs de la région de Wilson Creek dans le centre de l'Alberta pour 168,5 M\$, compte non tenu des ajustements et autres coûts associés à la clôture de l'opération. Le contrat a pris effet le 1^{er} juillet 2014 et la clôture de l'opération a eu lieu le 30 septembre 2014. La vente de ces actifs a entraîné un profit après impôt de 61 M\$ pour le secteur Exploration et production.

Au troisième trimestre de 2013, la Société a vendu une part importante de ses activités liées au gaz naturel pour 1,0 G\$, compte non tenu des ajustements de clôture et autres coûts de clôture. À la clôture de la vente, un profit après impôt de 130 M\$ a été comptabilisé pour le secteur Exploration et production.

15. CESSION DE PIONEER

Au troisième trimestre de 2014, la Société a annoncé qu'elle a conclu une entente, conjointement avec The Pioneer Group Inc., portant sur la vente de certains actifs et passifs de Pioneer Energy, y compris des stations-service en Ontario et au Manitoba. La Société, qui détient une participation de 50 % dans Pioneer Energy, recevra 182,5 M\$ compte non tenu des ajustements de clôture, pour sa quote-part des actifs et passifs. La clôture de cette transaction est prévue au premier trimestre de 2015, sous réserve de la satisfaction des conditions de clôture, notamment l'obtention des approbations réglementaires aux termes de la *Loi sur la concurrence*. Un ajustement après impôt de 85 M\$ a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat global au cours du troisième trimestre de 2014.

16. ENGAGEMENTS

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, la Société a pris de nouveaux engagements, dont la valeur totalise environ 1,2 G\$, en appui à sa stratégie d'accès aux marchés, à ses activités liées à l'accroissement de sa capacité de stockage et de son réseau logistique et à ses activités de forage de prospection.

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. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 sept. 2014	30 sept. 2013	31 déc. 2013
Produits des activités ordinaires et autres produits	10 273	10 649	10 477	10 194	10 373	31 399	30 103	40 297
Résultat net								
Sables pétroliers	773	(76)	899	469	951	1 596	1 571	2 040
Exploration et production	198	(37)	294	(101)	446	455	1 101	1 000
Raffinage et commercialisation	426	306	787	458	350	1 519	1 564	2 022
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(478)	18	(495)	(383)	(53)	(955)	(768)	(1 151)
	919	211	1 485	443	1 694	2 615	3 468	3 911
Résultat opérationnel^{A)}								
Sables pétroliers	827	865	899	400	951	2 591	1 698	2 098
Exploration et production	137	228	294	239	316	659	971	1 210
Raffinage et commercialisation	426	306	787	458	350	1 519	1 564	2 022
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(84)	(264)	(187)	(124)	(191)	(535)	(506)	(630)
	1 306	1 135	1 793	973	1 426	4 234	3 727	4 700
Flux de trésorerie opérationnels^{A)}								
Sables pétroliers	1 511	1 545	1 469	1 110	1 702	4 525	3 446	4 556
Exploration et production	379	529	600	552	406	1 508	1 764	2 316
Raffinage et commercialisation	503	505	930	534	371	1 938	2 084	2 618
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(113)	(173)	(119)	154	49	(405)	(232)	(78)
	2 280	2 406	2 880	2 350	2 528	7 566	7 062	9 412
Par action ordinaire								
Résultat net								
– de base	0,63	0,14	1,01	0,30	1,13	1,78	2,30	2,61
– dilué	0,62	0,14	1,01	0,30	1,13	1,78	2,30	2,60
Résultat opérationnel – de base	0,89	0,77	1,22	0,66	0,95	2,88	2,47	3,13
Dividendes en trésorerie – de base	0,28	0,23	0,23	0,20	0,20	0,74	0,53	0,73
Flux de trésorerie opérationnels – de base	1,56	1,64	1,96	1,58	1,69	5,16	4,69	6,27
Rendement du capital investi^{A)}								
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)				9,4	10,1	12,6	11,5	8,6
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)				8,2	8,8	10,9	9,9	7,3

A) Mesures financières non définies par les 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. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 sept. 2014	30 sept. 2013	31 déc. 2013
Sables pétrolifères								
Production totale (kb/j)	441,1	403,1	424,4	446,5	423,6	422,8	374,3	392,5
Secteur Sables pétrolifères								
Volumes de production (kb/j)								
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	292,5	276,2	312,2	301,5	299,0	293,5	275,9	282,6
Bitume non valorisé	119,2	102,6	77,1	108,1	97,4	99,7	68,0	77,9
Production du secteur Sables pétrolifères	411,7	378,8	389,3	409,6	396,4	393,2	343,9	360,5
Production de bitume (kb/j)								
Production minière	296,9	256,1	290,6	317,4	299,9	281,2	253,4	269,8
Activités <i>in situ</i> – Firebag	170,9	172,4	164,1	154,1	152,7	169,2	139,7	143,4
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	28,2	27,4	23,0	28,3	29,2	26,2	28,6	28,5
Total de la production de bitume	496,0	455,9	477,7	499,8	481,8	476,6	421,7	441,7
Ventes (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	93,1	107,7	123,0	103,2	99,0	107,8	87,5	91,5
Diesel	34,7	25,1	31,7	27,5	28,6	30,5	22,2	23,5
Brut léger sulfureux	175,3	139,9	167,8	166,1	159,9	161,0	166,0	166,0
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	303,1	272,7	322,5	296,8	287,5	299,3	275,7	281,0
Bitume non valorisé	116,9	107,4	70,3	115,0	84,3	98,4	62,7	76,0
Total des ventes	420,0	380,1	392,8	411,8	371,8	397,7	338,4	357,0
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)								
Brut léger peu sulfureux	101,02	112,69	106,15	88,06	110,80	106,84	101,92	97,98
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	86,06	89,96	87,92	66,15	93,92	87,85	82,37	77,62
Moyenne	89,38	96,40	93,63	71,64	98,42	93,00	87,42	82,83
Charges d'exploitation décaissées²⁾ (\$/b)								
Charges décaissées	28,10	30,05	30,65	33,90	30,30	29,55	34,20	34,10
Gaz naturel	3,00	4,05	4,95	2,95	2,30	4,00	2,90	2,90
	31,10	34,10	35,60	36,85	32,60	33,55	37,10	37,00
Charges d'exploitation décaissées – production de bitume in situ seulement²⁾ (\$/b)								
Charges décaissées	9,45	11,15	11,50	12,05	11,00	10,70	11,10	11,35
Gaz naturel	5,80	6,65	8,40	5,45	4,15	6,90	5,05	5,15
	15,25	17,80	19,90	17,50	15,15	17,60	16,15	16,50
Syncrude								
Production (kb/j)	29,4	24,3	35,1	36,9	27,2	29,6	30,4	32,0
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)	102,21	111,89	105,93	92,26	113,57	106,32	102,91	99,82
Charges d'exploitation décaissées²⁾ (\$/b)*								
Charges décaissées	42,20	61,65	44,25	38,20	48,90	48,35	43,20	41,75
Gaz naturel	2,20	2,80	2,75	1,45	1,25	2,60	1,45	1,45
	44,40	64,45	47,00	39,65	50,15	50,95	44,65	43,20

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Exploration et production	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 sept. 2014	30 sept. 2013	31 déc. 2013
Production totale (kbep/j)	78,2	115,3	120,9	111,6	171,4	104,6	189,8	169,9
Volumes de production								
Exploration et production – Canada								
<i>Côte Est du Canada</i>								
Terre-Neuve (kb/j)	11,9	15,2	18,2	5,6	20,5	15,1	17,2	14,2
Hibernia (kb/j)	22,3	24,2	25,2	25,8	28,8	23,9	27,4	27,1
White Rose (kb/j)	12,6	16,1	16,5	14,9	13,1	15,0	15,0	14,9
<i>Amérique du Nord (activités terrestres)</i>								
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	0,8	1,1	1,2	1,6	5,8	1,0	6,6	5,3
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	14	21	18	17	238	18	251	192
	49,9	60,1	64,2	50,8	107,9	58,0	108,0	93,5
Exploration et production – International								
Buzzard (kbep/j)	24,2	54,3	56,5	59,8	50,4	44,8	54,5	55,8
Libye (kb/j)	4,1	0,9	0,2	1,0	13,1	1,8	27,3	20,6
	28,3	55,2	56,7	60,8	63,5	46,6	81,8	76,4
Revenus nets								
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>								
Prix moyen obtenu	112,68	122,04	121,53	118,83	118,24	117,15	112,96	114,25
Redevances	(31,71)	(34,78)	(34,41)	(32,77)	(30,23)	(29,84)	(26,95)	(28,16)
Frais de transport	(2,27)	(1,60)	(1,91)	(2,35)	(1,30)	(1,98)	(1,73)	(1,86)
Charges d'exploitation	(13,74)	(12,28)	(10,14)	(15,90)	(9,46)	(12,43)	(9,98)	(11,21)
Revenus d'exploitation nets	64,96	73,38	75,07	67,81	77,25	72,90	74,30	73,02
<i>Buzzard (\$/bep)</i>								
Prix moyen obtenu	109,67	116,43	114,40	111,43	113,30	116,45	109,40	109,95
Frais de transport	(3,18)	(2,80)	(2,85)	(2,90)	(2,30)	(2,94)	(2,37)	(2,51)
Charges d'exploitation	(14,74)	(5,73)	(5,77)	(4,94)	(7,64)	(7,52)	(6,31)	(5,94)
Revenus d'exploitation nets	(91,75)	107,90	105,78	103,59	103,36	(105,97)	100,72	101,50
<i>Libye (\$/b)***</i>								
Prix moyen obtenu	—	—	—	—	—	—	108,30	108,30
Redevances	—	—	—	—	—	—	(56,70)	(56,70)
Frais de transport	—	—	—	—	—	—	(0,36)	(0,36)
Charges d'exploitation	—	—	—	—	—	—	(3,39)	(3,39)
Revenus d'exploitation nets	—	—	—	—	—	—	47,85	47,85

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	30 sept. 2014	Trimestres clos les			30 sept. 2013	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2013
		30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013		30 sept. 2014	30 sept. 2013	
Raffinage et commercialisation								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	542,4	515,9	515,3	528,2	568,6	524,5	547,3	542,9
Pétrole brut traité (kb/j)	435,7	391,1	442,0	419,0	448,8	422,9	435,4	431,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	94	85	96	91	98	92	95	94
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	122,1	120,9	118,5	120,1	125,2	120,5	114,5	116,0
Distillats	81,7	76,4	84,8	81,6	76,1	80,9	91,8	89,1
Total des ventes de carburants de transport	203,8	197,3	203,3	201,7	201,3	201,4	206,3	205,1
Produits pétrochimiques	11,1	12,0	12,3	12,8	11,3	11,8	12,6	12,6
Asphalte	17,8	13,1	10,2	14,9	25,8	13,7	16,4	16,2
Autres	32,8	30,6	30,1	19,5	27,7	31,3	30,8	28,3
Total des ventes de produits raffinés	265,5	253,0	255,9	248,9	266,1	258,2	266,1	262,2
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	199,9	185,5	210,3	182,4	206,9	198,5	208,2	201,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	90	84	95	82	93	89	94	91
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	128,3	123,6	112,2	131,3	139,6	121,4	131,5	131,4
Distillats	117,3	105,0	122,3	121,7	129,6	114,8	120,1	120,7
Total des ventes de carburants de transport	245,6	228,6	234,5	253,0	269,2	236,2	251,6	252,1
Asphalte	8,8	9,7	8,7	11,8	14,4	9,0	12,0	11,8
Autres	22,5	24,6	16,2	14,5	18,9	21,1	17,6	16,8
Total des ventes de produits raffinés	276,9	262,9	259,4	279,3	302,5	266,3	281,2	280,7
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	235,8	205,6	231,7	236,6	241,9	224,4	227,2	229,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	98	86	97	99	102	93	95	96

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 opérationnel, les flux de trésorerie opérationnels, 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 à part des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

Des rapprochements du résultat opérationnel et des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, tous deux définis à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR », avec les mesures établies conformément aux PCGR sont respectivement présentés pour chaque trimestre de 2014 et de 2013 aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » des rapports aux actionnaires trimestriels respectifs des trimestres indiqués de 2014 et de 2013 (les « rapports trimestriels »). Les flux de trésorerie opérationnels et le rendement du capital investi pour chaque trimestre de 2014 et de 2013 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » dans chacun des rapports trimestriels respectifs. 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 2013.

Définitions

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

Notes explicatives

- * Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison de la diversité des activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.
- ** En date du 1^{er} janvier 2014, la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton a été revue à la hausse, à 142 kb/j. Les taux d'utilisation servant à la comparaison n'ont pas été recalculés.
- *** Aucun revenu net n'a été présenté pour la Libye depuis le deuxième trimestre de 2013, en raison de l'agitation politique.

Abréviations

b	–	baril
kb/j	–	milliers de barils par jour
kpi ³	–	milliers de pieds cubes
kpi ³ e	–	milliers de pieds cubes équivalent
Mpi ³ /j	–	millions de pieds cubes par jour
Mpi ³ e/j	–	millions de pieds cubes équivalent par jour
bep	–	barils équivalent pétrole
bep/j	–	barils équivalent pétrole par jour
kbep/j	–	milliers de barils équivalent pétrole par jour
m ³ /j	–	mètres cubes par jour

Conversion au système métrique

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



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

suncor.com