

## DEUXIÈME TRIMESTRE 2014

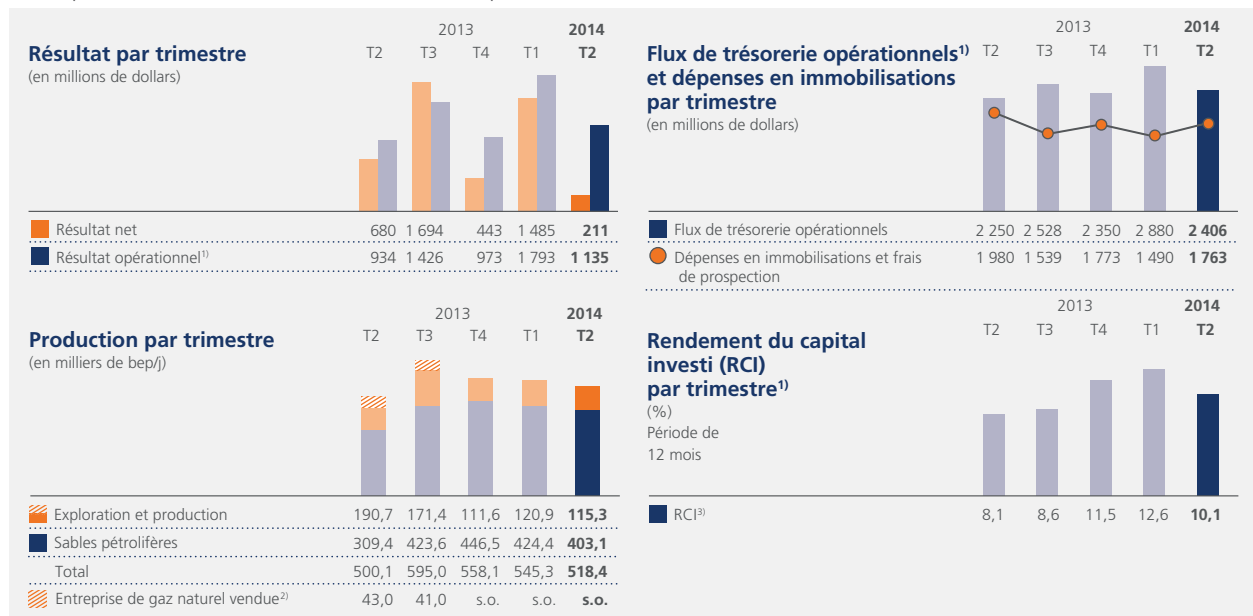
Rapport aux actionnaires pour la période close le 30 juin 2014

### Résultats du deuxième 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 30 juillet 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 pétroliers ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« Nous continuons de générer des flux de trésorerie importants trimestre après trimestre », a déclaré le président et chef de la direction de Suncor, Steve Williams. « Au deuxième trimestre, nous avons tiré profit des prix élevés en amont afin de générer des flux de trésorerie opérationnels de 2,4 G\$. Nous avons également réduit de 27 % nos charges d'exploitation décaissées par baril dans le secteur Sables pétroliers comparativement au deuxième trimestre de 2013 grâce à l'accroissement marqué de la cadence de production à Firebag et à notre engagement envers la gestion des coûts. »

- Résultat opérationnel<sup>1)</sup> de 1,135 G\$ (0,77 \$ par action ordinaire) et bénéfice net de 211 M\$ (0,14 \$ par action ordinaire). Le bénéfice net tient compte de pertes de valeur après impôt de 718 M\$ à l'égard de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn, de 297 M\$ à l'égard des actifs de la Société en Libye et de 223 M\$ à l'égard d'autres actifs du secteur Sables pétroliers.
- Flux de trésorerie opérationnels<sup>1)</sup> trimestriels de 2,406 G\$ (1,64 \$ par action ordinaire) et augmentation de 66 % des flux de trésorerie disponibles<sup>1)</sup>, qui ont atteint 3,599 G\$ pour la période de douze mois close le 30 juin 2014, comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent.
- Augmentation de la production de Firebag qui, conjuguée à la priorité soutenue accordée par la Société à la gestion des coûts, a permis à Suncor d'atteindre des charges d'exploitation décaissées par baril<sup>1)</sup> de 34,10 \$ pour le secteur Sables pétroliers.
- Décision de réduire certaines activités de mise en valeur du projet minier Joslyn qui témoigne de l'approche rigoureuse de Suncor en ce qui concerne les dépenses en immobilisations et son engagement à générer des rendements plus élevés.
- Perspectives de dépenses d'investissement pour 2014 réduites de 7,8 G\$ à 6,8 G\$ témoignant de l'engagement soutenu de Suncor envers la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations.
- Approbation, par le conseil d'administration de Suncor, d'un dividende de 0,28 \$ par action ordinaire, soit une augmentation de 22 % par rapport au dividende du trimestre précédent et témoigne de l'engagement et de la capacité de la Société à redistribuer des liquidités à ses actionnaires.



- 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.
- Production tirée des activités liées au gaz naturel conventionnel que la Société a vendues en septembre 2013.
- Compte non tenu de l'incidence de la perte de valeur de Voyageur, pour le deuxième trimestre de 2013, le RCI aurait été de 12,5 % et, pour le troisième trimestre de 2013, il aurait été de 12,9 %. Compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,238 G\$ inscrites au deuxième trimestre de 2014, le RCI aurait été de 13,1 % pour le deuxième trimestre de 2014.

## Résultats financiers

Suncor Énergie Inc. a obtenu d'excellents résultats financiers au deuxième trimestre de 2014, dont un résultat opérationnel de 1,135 G\$ (0,77 \$ par action ordinaire) et des flux de trésorerie opérationnels de 2,406 G\$ (1,64 \$ par action ordinaire), contre 934 M\$ (0,62 \$ par action ordinaire) et 2,250 G\$ (1,49 \$ par action ordinaire), respectivement, pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les résultats du trimestre écoulé sont attribuables à un accroissement de la production dans le secteur Sables pétrolifères et aux prix élevés obtenus en amont, contrebalancés en partie par une baisse des volumes de production du secteur Exploration et production ainsi que par une hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions et du coût du gaz naturel. Pour la période de douze mois close le 30 juin 2014, les flux de trésorerie disponibles ont augmenté pour atteindre 3,599 G\$, contre 2,167 G\$ pour la période de douze mois close le 30 juin 2013.

Le bénéfice net s'est établi à 211 M\$ (0,14 \$ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2014, en comparaison d'un bénéfice net de 680 M\$ (0,45 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2014 a subi l'incidence négative d'une perte de valeur après impôt de 718 M\$ à l'égard de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn, d'une perte de valeur après impôt de 297 M\$ à l'égard de ses actifs en Libye et d'une perte de valeur après impôt de 223 M\$ inscrite par le secteur Sables pétrolifères après un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec les stratégies de croissances révisées de Suncor et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par un bénéfice après impôt de 32 M\$ lié à la réévaluation des réserves dans le secteur Exploration et production, et par l'incidence d'un profit de change après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 282 M\$, comparativement à une perte de change après impôt de 254 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

## Résultat opérationnel

« Avant d'aborder notre résultat opérationnel, je tiens à affirmer notre engagement continu envers la sécurité », a précisé M. Williams. « Je suis profondément attristé par les décès accidentels survenus au cours du premier semestre. L'amélioration de la performance en matière de sécurité est une priorité pour notre entreprise. La sécurité est la valeur la plus importante pour nous, en plus d'être un aspect essentiel de l'excellence opérationnelle ».

Les résultats de Suncor pour le trimestre écoulé ont continué à bénéficier d'un portefeuille plus rentable composé d'actifs dont la production est constituée en quasi-totalité de pétrole brut, comparativement à 91 % de pétrole brut au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production totale en amont de Suncor s'est établie à 518 400 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) au deuxième trimestre de 2014, en hausse par rapport à 500 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse reflète la hausse des volumes de production du secteur Sables pétrolifères, contrebalancée en partie par la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel et la production négligeable en Libye.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour atteindre en moyenne 378 800 barils par jour (« b/j ») au deuxième trimestre de 2014, comparativement à 276 600 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par une diminution des travaux de maintenance planifiés et non planifiés au deuxième trimestre de 2014 comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui tenait compte de l'incidence des travaux de révision de l'usine de valorisation 1. La production du trimestre écoulé tient compte de l'accroissement réussi de la production à Firebag qui a suivi la mise en service de l'infrastructure destinée au bitume chaud au troisième trimestre de 2013. La production du trimestre écoulé a bénéficié de l'excellent rendement des puits intercalaires à Firebag, contrebalancé en partie par les travaux de maintenance planifiés et non planifiés aux installations de valorisation et d'extraction minière, en plus des arrêts de pipelines de tiers qui ont réduit la capacité de transport.

Au deuxième trimestre de 2014, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir en moyenne à 34,10 \$/b, comparativement à 46,55 \$/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 sont demeurées inchangées par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent malgré l'accroissement de la production et la hausse du coût de l'approvisionnement en gaz naturel.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a diminué, passant de 32 800 b/j au deuxième trimestre de 2013 à 24 300 b/j au deuxième trimestre de 2014, principalement en raison de travaux de maintenance planifiés et non planifiés visant une unité de cokéfaction.

Les volumes de production du secteur Exploration et production ont diminué, passant de 190 700 bep/j au deuxième trimestre de 2013 à 115 300 bep/j au deuxième trimestre de 2014. Cette baisse s'explique principalement par la vente

des activités liées au gaz naturel conventionnel de la Société et la production négligeable en Libye en raison de l'agitation politique persistante.

Au cours du deuxième trimestre de 2014, le secteur Raffinage et commercialisation a mené à bien des travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines à la raffinerie de Montréal et des travaux de maintenance planifiés de sept semaines à la raffinerie d'Edmonton, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation moyen des raffineries de 85 % comparativement à 90 % au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

### **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 deuxième trimestre de 2014, Suncor a honoré sa priorité de valeur en versant à ses actionnaires des dividendes de 338 M\$ (0,23 \$ par action ordinaire) et en rachetant des actions pour 271 M\$, ce qui témoigne de l'engagement soutenu de la Société à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires au moyen de dividendes et de rachats d'actions axés sur la valeur.

Conformément à cet engagement, après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,28 \$ par action ordinaire, soit une augmentation de 22 % par rapport au dividende précédent.

« Nous continuons de nous concentrer résolument sur la croissance rentable. Cela signifie que nous gérons de manière rigoureuse les dépenses en immobilisations et que nous investissons de façon avisée dans des projets très rentables », a souligné M. Williams. « Cette approche prudente et notre capacité à générer de la trésorerie nous ont permis d'accroître le dividende trimestriel versé aux actionnaires. »

### **Investir dans l'intégration et l'accès au marché**

Suncor a connu un excellent trimestre financier, en partie grâce à l'intégration accrue et aux initiatives d'accès au marché qui se sont accélérées au cours du deuxième trimestre de 2014. Le secteur Raffinage et commercialisation a augmenté les expéditions ferroviaires de brut provenant des terres vers la raffinerie de Montréal à 36 000 b/j au deuxième trimestre de 2014 et a poursuivi les expéditions par voie maritime de bruts à prix inférieurs de la côte du Golfe des États-Unis vers la raffinerie de Montréal lorsque la conjoncture du marché était favorable. En juillet 2014, la Société a réalisé l'acquisition d'une installation de récupération du soufre pour environ 120 M\$. Cette installation sera intégrée à la raffinerie de Montréal et devrait répondre aux besoins à long terme de la raffinerie en matière de récupération du soufre.

La Société a également continué de transporter du pétrole brut sur la portion du pipeline de TransCanada qui se trouve dans la région de la côte du Golfe. Cette nouvelle capacité de transport lui a permis de livrer plus de 70 000 b/j de plus au prix du brut léger et lourd de la côte du Golfe des États-Unis. 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 100 % de sa production en amont au deuxième trimestre de 2014.

### **Secteur Sables pétrolifères**

Suncor continue de se concentrer sur les investissements dans les travaux liés à la gestion des résidus et dans les stratégies de gestion des eaux. Dans le cadre de la stratégie de gestion des eaux, Suncor a mis une usine de traitement de l'eau en service au cours du deuxième trimestre de 2014, ce qui devrait accroître la réutilisation et le recyclage des eaux usées et réduire la consommation d'eau douce. Au cours du deuxième trimestre de 2014, Suncor ainsi que cinq autres partenaires de projet ont également approuvé la construction d'un centre de développement de la technologie de l'eau (« Water Technology Development Centre », « WTDC ») devant entrer en fonction au début de 2017. Le WTDC sera relié aux installations de Suncor à Firebag et offrira un environnement permettant de mettre à l'essai les technologies de traitement et le recyclage des eaux sans nuire à la production *in situ*.

La Société a franchi un jalon au deuxième trimestre en procédant aux premières injections de vapeur dans les plateformes de puits associées au projet de désengorgement des installations de MacKay River. La production des premiers barils de pétrole issus de ce projet est attendue 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. Suncor continue également de travailler en vue de l'obtention en 2014 d'une décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissement de MacKay River, dont la capacité nominale initiale visée est de 20 000 b/j environ. En outre, Suncor continue de faire progresser d'autres initiatives de désengorgement des infrastructures logistiques et des installations de Firebag.

## 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. Les travaux liés aux études techniques détaillées étaient achevés à environ 40 % à la fin du deuxième trimestre. Les principales activités de construction au cours du trimestre consistaient entre autres à couler du béton de fondation et à entreprendre la construction de réservoirs de séparation destinés à l'extraction secondaire. 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 de production prévue dans un délai de 12 mois par la suite.

En mai 2014, Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P »), l'exploitant du projet minier Joslyn, ainsi que Suncor et les autres copropriétaires du projet ont convenu de ralentir certaines activités de mise en valeur afin de mettre l'accent sur les études techniques en vue d'optimiser davantage le plan de mise en valeur du projet. Par suite de l'évaluation faite par Suncor des flux de trésorerie nets futurs attendus et en raison de l'incertitude concernant notamment le calendrier des plans de mise en valeur, Suncor a comptabilisé en résultat net une charge après impôt de 718 M\$ à l'égard de sa participation dans le projet. Suncor continue de penser que Joslyn constitue une ressource de qualité offrant un potentiel de mise en valeur si on y applique la bonne stratégie de conception et d'exécution et continue de travailler avec Total E&P et les autres copropriétaires à explorer des manières d'optimiser davantage le plan de mise en valeur du projet.

## Exploration et production

Un jalon important a été franchi au projet Golden Eagle au deuxième trimestre avec l'installation réussie d'installations extracôtières clés. Les activités de forage se sont poursuivies au cours du trimestre et, comme prévu, les premiers barils de pétrole devraient être livrés à la fin de 2014 ou au début de 2015. Au projet Hebron, la construction de la structure gravitaire et d'installations de surface s'est poursuivie au deuxième trimestre de 2014, les premiers barils de pétrole du projet étant attendus en 2017. En outre, la Société a signé une entente de prise d'intérêt avec Shell Canada visant l'acquisition d'une participation de 20 % dans un projet de prospection en eau profonde dans le bassin Shelburne, au large de la Nouvelle-Écosse.

La Société mène actuellement de nombreux projets d'extension sur la côte Est du Canada 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 deuxième trimestre de 2014. L'aménagement de la deuxième phase du projet d'extension sud de White Rose s'est poursuivi au deuxième 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 de financement visant à poursuivre la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon à Hibernia est attendue au cours du troisième trimestre de 2014. Une décision d'autorisation des dépenses pour poursuivre l'agrandissement dans la partie ouest de White Rose est attendue à la fin de 2014.

L'agitation politique qui avait eu des répercussions sur les activités des terminaux d'exportation de la Libye au deuxième semestre de 2013 s'est poursuivie au cours du premier semestre de 2014. En juillet 2014, les deux derniers terminaux touchés ont été rouverts et la Libya National Oil Company a annoncé la fin de la période de force majeure touchant les exportations de pétrole provenant de ces terminaux. Cependant, la région demeure instable et le moment où les ventes de pétrole reprendront et que la Société sera en mesure de retourner à des niveaux de production normaux demeure incertain. Ainsi, Suncor a comptabilisé en résultat net une charge après impôt de 297 M\$ liée à ses actifs en Libye.

## Rapprochement du résultat opérationnel <sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	2014	Trimestre clos le 30 juin 2013	2014	Semestre clos le 30 juin 2013
Résultat net	211	680	1 696	1 774
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(282)	254	26	400
Pertes de valeur <sup>2)</sup>	1 238	—	1 238	—
Réévaluation des réserves <sup>3)</sup>	(32)	—	(32)	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur <sup>4)</sup>	—	—	—	127
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	1 135	934	2 928	2 301

- 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 croissance.
- 3) Représente la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole à recevoir dans le cadre d'une participation dans un actif norvégien dont Suncor était auparavant propriétaire.
- 4) 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.

## Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour ses prévisions pour 2014 publiées le 28 avril 2014. Les principaux changements apportés aux prévisions de la Société sont les suivants :

- Les prévisions concernant les dépenses d'investissement ont été revues à la baisse, passant de 7,8 G\$ à 6,8 G\$, conformément à l'engagement soutenu de la Société à gérer ses dépenses en immobilisations de façon rigoureuse. La réduction prévue des dépenses en immobilisations tient compte du report de dépenses relatives à des projets de croissance qui n'ont pas encore été autorisés afin d'en optimiser la rentabilité, l'annulation de projets de dépenses en immobilisations de maintien qui ne sont pas essentiels à une exploitation sûre et fiable, des retards des programmes de forage exploratoire en mer et la suspension des activités en Libye.

## Dépenses en immobilisations<sup>1),2)</sup>

(en millions de dollars)	Prévisions pour l'exercice 2014 28 avril 2014			Prévisions pour l'exercice 2014 30 juillet 2014 après révision		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	2 525	1 925	4 450	2 235	1 610	3 845
<i>Secteur Sables pétrolifères</i>	<i>2 270</i>	<i>580</i>	<i>2 850</i>	<i>1 995</i>	<i>320</i>	<i>2 315</i>
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	<i>255</i>	<i>1 345</i>	<i>1 600</i>	<i>240</i>	<i>1 290</i>	<i>1 530</i>
Exploration et production	120	1 880	2 000	65	1 675	1 740
Raffinage et commercialisation	740	220	960	770	190	960
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	185	205	390	130	125	255
	3 570	4 230	7 800	3 200	3 600	6 800

- 1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte des intérêts capitalisés de 400 M\$ à 500 M\$ ni de l'acquisition d'une installation de récupération du soufre par la raffinerie de Montréal (environ 120 M\$) conclue en juillet 2014.
- 2) Pour lire la définition des dépenses en immobilisations de croissance et de maintien, veuillez consulter la rubrique intitulée « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du rapport de gestion.
- La fourchette d'impôt sur le résultat exigible a été ajustée, passant de 1,7 G\$ à 2,3 G\$, à 2,2 G\$ à 2,7 G\$ et la fourchette des taux de redevances à la Couronne du secteur Sables pétrolifères a été ajustée pour passer de 4 % à 7 %, à 5 % à 8 %, principalement en raison des prix obtenus depuis le début de l'exercice et des hypothèses pour le deuxième trimestre de 2014.
  - Compte tenu des cours des marchandises observés depuis le début de l'exercice, les hypothèses suivantes sur les cours des marchandises ont été ajustées pour le reste de l'exercice 2014 : Brent, Sullom Voe de 100,00 à 105,00 \$ US/b; pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing de 93,00 à 98,00 \$ US/b et Western Canadian Select à Hardisty de 70,00 à 75,00 \$ US/b.

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

### Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Après le 30 juin 2014, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Suncor indiquant son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cadre normal des activités (« l'offre publique de rachat ») afin de continuer de 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'avis indique que Suncor peut acheter 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.

Le nombre réel d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées et le moment de ces rachats seront déterminés par Suncor. Suncor estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions représente un investissement intéressant et le meilleur intérêt de la Société et de ses actionnaires. Du 23 juillet 2013 au 23 juillet 2014, en vertu de son offre publique de rachat dans le cadre normal des activités précédente, Suncor a racheté pour environ 1,7 G\$ d'actions ordinaires (44 877 773), au cours moyen pondéré de 37,85 \$ l'action ordinaire. Au 23 juillet 2014, 1 465 260 522 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation. En vertu de l'offre publique de rachat dans le cadre normal des activités, Suncor a accepté de ne pas racheter plus de 44 045 388 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 3 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor.

Sous réserve de l'exemption au titre d'achat de bloc d'actions offerte à Suncor aux fins d'achats réguliers sur le marché public en vertu de l'offre publique de rachat dans le cadre normal des activités, Suncor limitera les achats quotidiens des actions ordinaires de Suncor à la Bourse de Toronto en lien avec l'offre publique de rachat dans le cadre normal des activités à un plafond de 25 % (604 298) du volume moyen des transactions quotidiennes des actions ordinaires de Suncor au cours d'une séance à la Bourse de Toronto. À l'avenir, Suncor peut participer à un nouveau plan de rachat d'actions automatique en lien avec les rachats effectués en vertu de l'offre publique de rachat dans le cadre normal des activités.

### **Modifications et ajouts de règlements, notamment sur les préavis**

Afin de respecter les pratiques de bonne gouvernance recommandées, le conseil d'administration de Suncor (le « conseil ») a approuvé une modification du règlement général de Suncor (le « règlement n° 1 ») afin de : i) modifier le quorum des assemblées d'actionnaires pour le faire passer de 10 % à 25 % et ii) révoquer la voix prépondérante auparavant accordée au président des assemblées des administrateurs et des actionnaires.

En outre, le conseil a approuvé un règlement sur les préavis (le « règlement n° 2 ») pour Suncor. Notamment, le règlement n° 2 fixe une date limite à laquelle les actionnaires doivent soumettre à Suncor les avis de nomination d'administrateurs avant les assemblées annuelles ou extraordinaires d'actionnaires au cours desquelles des administrateurs doivent être élus et énonce les renseignements que les actionnaires doivent inclure dans l'avis pour que celui-ci soit valide. Le règlement sur les préavis est avantageux pour les actionnaires puisqu'il favorise le bon déroulement et l'efficacité du processus d'assemblée en faisant en sorte que tous les actionnaires reçoivent des préavis adéquats des nominations d'administrateurs et des renseignements suffisants sur tous les candidats aux postes d'administrateurs. Cela permet à Suncor et à ses actionnaires d'évaluer les compétences de chacun des candidats et leurs qualifications en tant qu'administrateurs de Suncor, afin que les actionnaires puissent voter de manière éclairée.

Le règlement n° 1 et le règlement n° 2 modifiés entrent en vigueur immédiatement, sous réserve de la confirmation et de la ratification de ces règlements par les actionnaires à la prochaine assemblée des actionnaires de Suncor. Le libellé intégral de chacun des règlements modifiés a été déposé sous le profil de Suncor à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et publié sur le site Web de Suncor à [www.suncor.com](http://www.suncor.com).

### **Conversion des mesures**

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en  $\text{kpi}^3\text{e}$  à raison de six  $\text{kpi}^3$  équivalent pour un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Se reporter à la rubrique « Conversion des mesures » du rapport de gestion.

# RAPPORT DE GESTION

Le 30 juillet 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 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 de Suncor menées par le secteur Côte Est du Canada et les activités terrestres menées par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres). 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 clos le 30 juin 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](http://www.sedar.com), à [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web, [www.suncor.com](http://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	8
2. Faits saillants du deuxième trimestre	10
3. Information financière consolidée	12
4. Résultats sectoriels et analyse	18
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	31
6. Situation financière et situation de trésorerie	34
7. Données financières trimestrielles	37
8. Autres éléments	39
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	41
10. Abréviations courantes	45
11. Énoncés prospectifs	46

## 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<sup>er</sup> janvier 2013, Suncor a adopté de nouvelles normes comptables et des normes comptables révisées. Les chiffres comparatifs présentés dans le



présent document 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. Des rapprochements du résultat opérationnel, 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 opérationnelle, 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 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 documents 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 kpi<sup>3</sup>e de gaz naturel, en supposant que six kpi<sup>3</sup> équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi<sup>3</sup>e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi<sup>3</sup> 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 DEUXIÈME TRIMESTRE

- **D'excellents résultats financiers ont été enregistrés pour le deuxième trimestre.**
  - Le bénéfice net s'est établi à 211 M\$ au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 680 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net du trimestre tient compte d'une perte de valeur après impôt de 718 M\$ liée à la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière Joslyn, d'une perte de valeur après impôt de 297 M\$ liée aux actifs de la Société en Libye et d'une perte de valeur après impôt de 223 M\$ inscrite par le secteur Sables pétrolifères après un examen de certains actifs qui ne cadrent plus avec les stratégies de croissance révisées de Suncor et qui ne pouvaient pas être réaffectés ou utilisés d'une autre manière. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse du résultat après impôt de 32 M\$ liée à la réévaluation des réserves du secteur Exploration et production et par l'incidence du profit de change après impôt de 282 M\$ qui a été comptabilisé à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains, en comparaison d'une perte de 254 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. The current year quarter also included the benefit of the full ramp up of Firebag following the commissioning of the hot bitumen infrastructure assets in the third quarter of 2013.
  - Le bénéfice opérationnel<sup>1)</sup> s'est établi à 1,135 G\$ au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 934 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères qui a permis à la Société de tirer parti des prix élevés en amont. Ces facteurs positifs ont toutefois été partiellement neutralisés par la baisse de la production du secteur Exploration et production et par la hausse des charges d'exploitation qui a résulté notamment de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et du coût du gaz naturel.
  - Les flux de trésorerie opérationnels<sup>1)</sup> se sont établis à 2,406 G\$ au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 2,250 G\$ au deuxième trimestre de 2013, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel. Les flux de trésorerie disponibles<sup>1)</sup> se sont accrus pour passer de 2,167 G\$ pour la période de douze mois close le 30 juin 2013 à 3,599 G\$ pour la période de douze mois close le 30 juin 2014.
  - Le RCI<sup>1)</sup> (compte non tenu des projets majeurs en cours) s'est établi à 10,1 % pour la période de douze mois close le 30 juin 2014, en hausse par rapport à celui de 8,1 % pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le RCI a fléchi de 3,0 % pour la période de douze mois close le 30 juin 2014 en raison des pertes de valeur après impôt de 1,238 G\$ inscrites pour le trimestre écoulé, comme il est précisé plus haut. Le RCI a diminué de 4,4 % pour la période de douze mois close le 30 juin 2013, du fait de la perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ comptabilisée au quatrième trimestre de 2012 à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur et de la perte de valeur de 127 M\$ comptabilisée au premier trimestre de 2013 à la suite de l'abandon du projet.
- **La souplesse opérationnelle a permis d'atténuer l'incidence des travaux de maintenance.** Au deuxième trimestre de 2014, la souplesse opérationnelle de la Société lui a permis de rediriger sa production de bitume provenant de Firebag vers son infrastructure destinée au bitume chaud afin d'en augmenter les ventes durant les travaux de maintenance planifiés et non planifiés menés à l'usine de valorisation.
- **Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 34,10 \$/b pour le trimestre.** Des gains de production, conjugués à l'accent soutenu mis sur la gestion des coûts, ont permis à Suncor de comptabiliser des charges d'exploitation décaissées de 34,10 \$ par baril. Le total des charges d'exploitation décaissées pour le deuxième trimestre de 2014 est essentiellement le même qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en dépit d'une hausse des volumes de production de 37 % et de l'augmentation du coût du gaz naturel.
- **Les mesures prises en vue d'accroître les expéditions ferroviaires de brut vers la raffinerie de Montréal ont été couronnées de succès.** Les volumes de pétrole brut expédiés par train jusqu'à la raffinerie de Montréal de la Société se sont établis en moyenne à 36 000 b/j au deuxième trimestre de 2014, en hausse par rapport à ceux de 20 000 b/j enregistrés au premier trimestre de 2014, ce qui a permis à la raffinerie de Montréal d'accéder à des charges d'alimentation moins coûteuses en pétrole brut provenant de l'intérieur des terres.

1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie opérationnels, les flux de trésorerie disponibles et le RCI 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.

- **Les dépenses en immobilisations prévues pour 2014 ont été réduites pour passer de 7,8 G\$ à 6,8 G\$.** Les dépenses en immobilisations anticipées pour 2014 ont été revues à la baisse conformément à l'engagement soutenu de la Société en matière de gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations. Cette réduction tient compte du report des dépenses liées aux projets de croissance pour lesquels l'autorisation des dépenses n'a pas encore été obtenue en vue d'améliorer la rentabilité de ces projets, de l'annulation des projets de dépenses en immobilisations de maintien qui ne sont pas essentiels à la sécurité et à la fiabilité de l'exploitation, des retards des programmes de forage exploratoire en mer et de l'interruption des activités en Libye.
- **Suncor continue de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.** Au deuxième trimestre de 2014, Suncor a honoré sa priorité de valeur en versant à ses actionnaires des dividendes de 338 M\$ (0,23 \$ par action ordinaire) et en rachetant des actions pour 271 M\$. En outre, après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé le versement au troisième trimestre de 2014 d'un dividende de 0,28 \$ par action ordinaire, soit une augmentation de 22 % par rapport au dividende du trimestre précédent, ce qui témoigne de l'engagement de la Société à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires et de sa capacité de le faire.

### 3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

#### Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
<b>Résultat net</b>				
Sables pétrolifères	(76)	294	823	620
Exploration et production	(37)	301	257	655
Raffinage et commercialisation	306	432	1 093	1 214
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	18	(347)	(477)	(715)
<b>Total</b>	<b>211</b>	<b>680</b>	<b>1 696</b>	<b>1 774</b>
<b>Résultat opérationnel<sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	865	294	1 764	747
Exploration et production	228	301	522	655
Raffinage et commercialisation	306	432	1 093	1 214
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(264)	(93)	(451)	(315)
<b>Total</b>	<b>1 135</b>	<b>934</b>	<b>2 928</b>	<b>2 301</b>
<b>Flux de trésorerie opérationnels<sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	1 545	896	3 014	1 744
Exploration et production	529	668	1 129	1 358
Raffinage et commercialisation	505	646	1 435	1 713
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(173)	40	(292)	(281)
<b>Total</b>	<b>2 406</b>	<b>2 250</b>	<b>5 286</b>	<b>4 534</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection<sup>2)</sup></b>				
Maintien	765	1 155	1 412	1 885
Croissance	885	721	1 620	1 380
<b>Total</b>	<b>1 650</b>	<b>1 876</b>	<b>3 032</b>	<b>3 265</b>

Périodes de 12 mois closes les  
30 juin

(en millions de dollars)	2014	2013
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>1)</sup></b>	<b>3 599</b>	<b>2 167</b>

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
<b>Volumes de production par secteur</b>				
Sables pétrolifères (kb/j)	403,1	309,4	413,5	349,0
Exploration et production (kbep/j)	115,3	190,7	118,1	198,8
<b>Total</b>	<b>518,4</b>	<b>500,1</b>	<b>531,6</b>	<b>547,8</b>
<b>Composition de la production</b>				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	91/9	99/1	92/8
Taux d'utilisation des raffineries (%)	85	90	90	93
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	391,1	414,5	416,3	428,7

## Résultat net

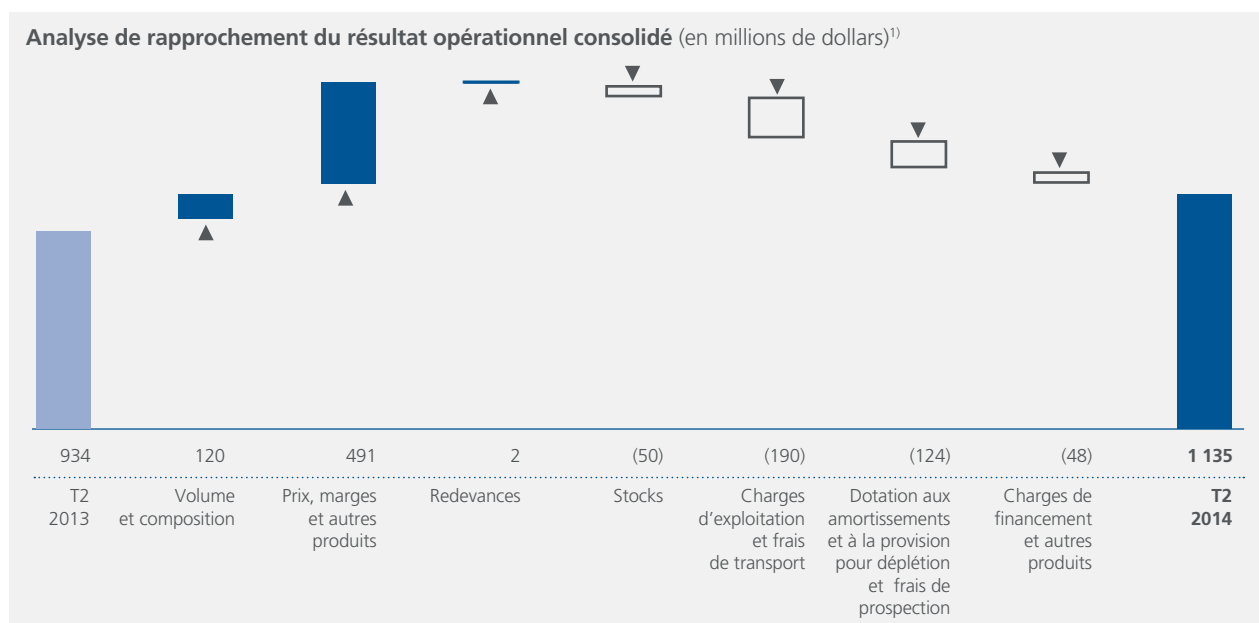
Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 211 M\$ pour le deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 680 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net s'est établi à 1,696 G\$ au premier semestre de 2014, contre 1,774 G\$ à la période correspondante de l'exercice précédent. Le résultat net a essentiellement subi l'influence des mêmes facteurs qui ont influé 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 :

- Pour le deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé un profit de change latent après impôt de 282 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et, pour le premier semestre de 2014, elle a comptabilisé une perte de change de 26 M\$. En comparaison, elle avait comptabilisé une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 254 M\$ pour le deuxième trimestre de 2013 et de 400 M\$ pour le premier semestre de 2013.
- 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 en résultat net une charge après impôt de 718 M\$ dans les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation.
- Compte tenu de l'arrêt des activités de certains terminaux d'exportation en Libye, qui sont demeurés fermés durant tout le trimestre, 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 et en envisageant différents scénarios possibles. Par suite de cette estimation, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 297 M\$ dans les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation.
- Au deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 223 M\$ inscrite 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. 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.

**Résultat opérationnel**<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Résultat net	211	680	1 696	1 774
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(282)	254	26	400
Pertes de valeur <sup>2)</sup>	1 238	—	1 238	—
Réévaluation des réserves <sup>3)</sup>	(32)	—	(32)	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur <sup>4)</sup>	—	—	—	127
<b>Résultat opérationnel</b> <sup>1)</sup>	<b>1 135</b>	<b>934</b>	<b>2 928</b>	<b>2 301</b>

- 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 à recevoir dans le cadre d'une participation dans un actif de la Norvège que Suncor détenait auparavant.
- 4) 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 1,135 G\$ pour le deuxième trimestre de 2014, en hausse comparativement à celui de 934 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la production plus élevée enregistrée par le secteur Sables pétrolifères en raison de la diminution des travaux de maintenance planifiés et non planifiés pour le trimestre écoulé par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, pendant lequel avaient eu lieu des travaux de révision à l'usine de valorisation 1. La production du trimestre écoulé a bénéficié de 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 production accrue a permis à la Société de tirer parti de

la vigueur des prix en amont et des taux de change favorables. L'incidence positive de ces facteurs a toutefois été partiellement neutralisée par le fléchissement du volume de production du secteur Exploration et production attribuable à la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel et à la production négligeable provenant de la Libye en raison l'agitation politique persistante, de même que par la hausse des charges d'exploitation qui a résulté notamment de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et de la hausse du coût du gaz naturel.

Pour le premier semestre de 2014, Suncor a inscrit un bénéfice opérationnel consolidé de 2,928 G\$, en comparaison de 2,301 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères, qui a bénéficié du raffermissement des prix en amont et des taux de change favorables, en partie compensé par le fléchissement de la production du secteur Exploration et production par suite de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel en 2013, de la production négligeable provenant de la Libye en raison l'agitation politique persistante et de la hausse des charges d'exploitation, qui a résulté notamment de l'augmentation de la rémunération fondée sur des actions et du coût du gaz naturel.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Sables pétrolifères	49	—	75	(9)
Exploration et production	8	5	12	11
Raffinage et commercialisation	27	3	41	8
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	104	37	154	71
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	188	45	282	81

### Flux de trésorerie opérationnels

Les flux de trésorerie opérationnels consolidés se sont chiffrés à 2,406 G\$ au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 2,250 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 5,286 G\$ pour le premier semestre de 2014, en comparaison de 4,534 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 semestres clos les	
		2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	103,00	94,20	100,85	94,30
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	109,75	103,35	108,80	108,00
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	13,85	5,50	16,15	8,05
MSW à Edmonton	\$ CA/b	97,10	92,90	93,90	90,70
WCS à Hardisty	\$ US/b	82,95	75,05	79,25	68,75
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	20,05	19,15	21,60	25,55
Condensat à Edmonton	\$ US/b	105,15	103,30	103,90	105,25
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	4,65	3,50	5,20	3,35
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	21,55	25,60	20,95	28,40
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	19,40	30,70	18,90	28,90
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	26,10	30,60	21,75	30,60
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	19,55	23,95	18,35	26,40
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,92	0,98	0,91	0,99
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,94	0,95	0,94	0,95

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 deuxième trimestre de 2014 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont bénéficié de la hausse du prix du WTI, qui est passé de 94,20 \$ US/b au deuxième trimestre de 2013 à 103,00 \$ US/b. L'augmentation des prix obtenus est attribuable à la hausse de la demande qui a suivi la remise en service des raffineries après l'exécution de travaux de maintenance planifiés printaniers, ainsi qu'à l'augmentation de la capacité de transport entre Cushing et la côte américaine du golfe du Mexique.

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 augmenté pour passer respectivement de 92,20 \$/b et 75,05 \$ US/b au deuxième trimestre de 2013 à 97,10 \$/b et 82,95 \$ US/b au deuxième trimestre de 2014, ce qui a donné lieu à une hausse 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 pétrole brut synthétique). La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer les prix obtenus pour le bitume. Les prix moyens du WCS à Hardisty ont augmenté, passant de 75,05 \$ US pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent à 82,95 \$ US pour le trimestre écoulé. Cette augmentation, conjuguée à celle, plus modérée, des prix moyens du condensat à Edmonton, a entraîné une hausse des prix obtenus pour le bitume.



Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant du large 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 augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et s'est établi en moyenne à 109,75 \$ US/b, en comparaison de 103,35 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de la Société 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 4,65 \$ le kpi<sup>3</sup> pour le deuxième trimestre de 2014, en hausse comparativement à 3,50 \$ le kpi<sup>3</sup> 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 et peu sulfureux/sulfureux. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation du brut, tandis que les marges de raffinage réelles sont établies d'après la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment de l'achat de la charge d'alimentation et le moment où celle-ci est traitée et vendue à un tiers. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, de même que par la configuration de la raffinerie et les marchés de vente des produits raffinés qui lui sont propres. Les marges de craquage ont diminué au deuxième trimestre de 2014, ce qui a eu une incidence défavorable sur les marges de raffinage.

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. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises.

Au deuxième trimestre de 2014, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 0,98 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.

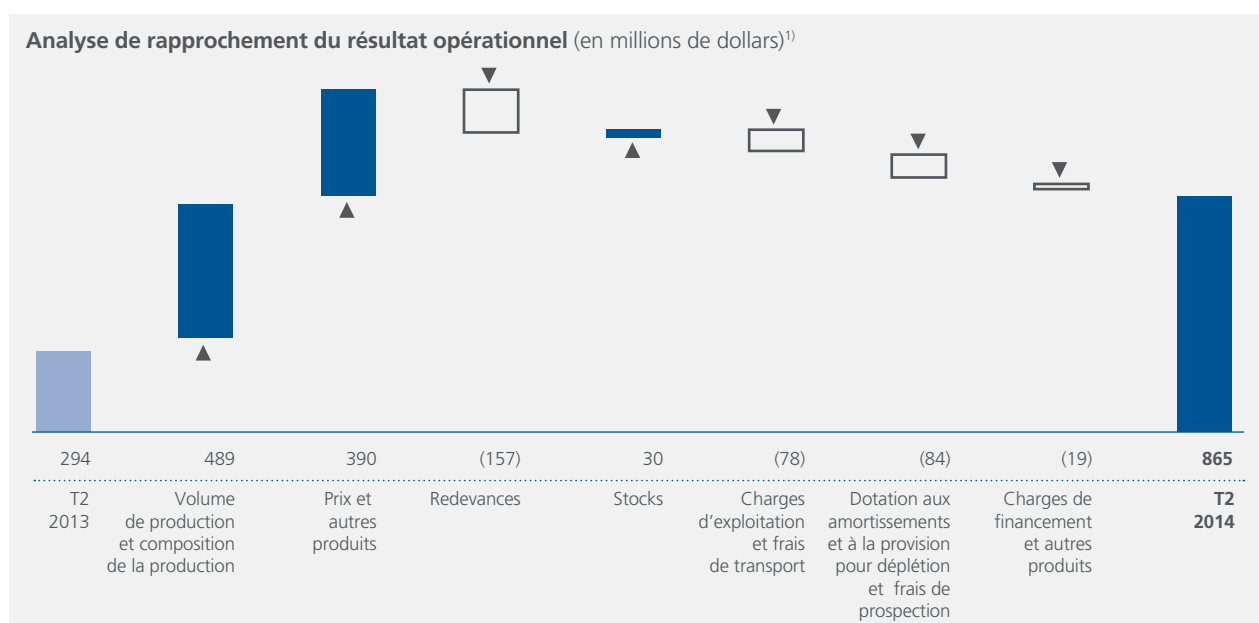
## 4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

### SABLES PÉTROLIFÈRES

#### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Produits bruts	3 878	2 705	7 768	5 748
Moins les redevances	(252)	(93)	(444)	(266)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 626	2 612	7 324	5 482
Résultat net	(76)	294	823	620
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte de valeur liée au projet minier Joslyn et à d'autres actifs	941	—	941	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur	—	—	—	127
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	865	294	1 764	747
<i>Sables pétrolifères</i>	864	225	1 713	636
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	1	69	51	111
Flux de trésorerie opérationnels <sup>1)</sup>	1 545	896	3 014	1 744

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 864 M\$, en hausse comparativement à celui de 225 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la production plus élevée enregistrée par le secteur Sables pétrolifères en raison de la diminution des travaux de maintenance planifiés

et non planifiés pour le trimestre écoulé par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, pendant lequel avaient eu lieu des travaux de révision à l'usine de valorisation 1. La production du trimestre écoulé a bénéficié de l'accroissement de la production à Firebag qui a suivi la mise en service de l'infrastructure destinée au bitume chaud. Les prix obtenus pour le trimestre écoulé ont augmenté parallèlement à la hausse des prix de référence et ont bénéficié des répercussions des taux de change favorables.

Le bénéfice opérationnel du secteur Coentreprise des Sables pétrolifères s'est établi à 1 M\$ au deuxième trimestre de 2014, en baisse comparativement à celui de 69 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par le fléchissement de la production et l'augmentation des charges d'exploitation qui ont résulté des travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés à l'égard d'unité de cokéfaction de Syncrude, ainsi que par la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion relative à Syncrude par suite de l'accroissement des actifs qui a découlé de la mise en service de nouveaux actifs en 2013.

### Volumes de production<sup>1)</sup>

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	276,2	220,6	293,9	264,3
Bitume non valorisé	102,6	56,0	89,9	52,7
Sables pétrolifères	378,8	276,6	383,8	317,0
Coentreprises des Sables pétrolifères	24,3	32,8	29,7	32,0
<b>Total</b>	<b>403,1</b>	<b>309,4</b>	<b>413,5</b>	<b>349,0</b>

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 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 378 800 b/j au deuxième trimestre de 2014, comparativement à 276 600 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés au cours du trimestre écoulé par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, durant lequel des travaux de révision avaient notamment été menés à l'usine de valorisation 1, et du plus faible taux de valorisation qu'avait occasionné la mise à l'arrêt non planifiée de pipelines et d'usines de cogénération de tiers. La production du deuxième trimestre de 2014 reflète également les répercussions positives de l'aboutissement des initiatives d'accroissement de la production à Firebag qui ont toutefois été atténuées par l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines portant sur une unité de cokéfaction et de travaux de maintenance non planifiés portant sur les unités de valorisation et les installations d'exploitation et d'extraction minières, ainsi que par la mise à l'arrêt d'un pipeline d'un tiers qui a restreint la capacité de transport, occasionnant de ce fait une perte de production d'environ 10 000 b/j pour le trimestre.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a diminué pour s'établir à 24 300 b/j au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 32 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable aux travaux de maintenance planifiés qui se sont déroulés durant presque tout le trimestre écoulé, alors que ceux effectués au trimestre correspondant de l'exercice précédent ont eu une incidence limitée sur ce trimestre. La production du deuxième trimestre de 2014 s'est également ressentie des travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard d'une unité de cokéfaction.

**Production de bitume**

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
<b>Sables pétrolifères – Activités de base</b>				
Production de bitume (kb/j)	256,1	181,0	273,2	229,7
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	374,4	283,8	404,8	356,8
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,64	0,67	0,64
<b>Production <i>in situ</i></b>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	172,4	129,3	168,3	133,1
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	27,4	28,2	25,2	28,3
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	199,8	157,5	193,5	161,4
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,9	3,4	2,9	3,4
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,8	2,6	2,7	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 augmenté pour s'établir en moyenne à 256 100 b/j au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 181 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse tient principalement au fait qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la cadence d'extraction avait été réduite durant les travaux de révision de l'usine de valorisation 1.

La production de bitume tirée des activités *in situ* s'est établie en moyenne à 199 800 b/j au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 157 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse tient principalement à l'accroissement de la production à Firebag ainsi qu'à la bonne performance du programme de forage de puits intercalaires de Firebag. À MacKay River, la production a légèrement diminué pour s'établir à 27 400 b/j au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 28 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

**Volume des ventes et composition des ventes**

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
<b>Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères</b>				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	107,7	51,0	115,3	81,6
Diesel	25,1	28,7	28,3	19,0
Pétrole brut synthétique sulfureux	139,9	147,9	153,8	169,1
Produits valorisés	272,7	227,6	297,4	269,7
Bitume non valorisé	107,4	56,4	89,0	51,8
<b>Total</b>	<b>380,1</b>	<b>284,0</b>	<b>386,4</b>	<b>321,5</b>

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 380 100 b/j au deuxième trimestre de 2014, en hausse par rapport à celui de 284 000 b/j enregistré pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs qui ont entraîné l'augmentation du volume de production global. Les ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux du trimestre correspondant de l'exercice précédent avaient diminué en raison de l'exécution de travaux de maintenance planifiés portant sur l'unité d'hydrogène et les unités d'hydrotraitement de l'usine de valorisation 1, qui s'étaient prolongés durant tout le trimestre.

## Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
<b>Secteur Sables pétrolifères</b>				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	118,36	107,56	116,58	102,45
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	84,41	74,89	82,10	71,97
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	96,40	84,14	95,00	81,52
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(15,92)	(12,31)	(15,62)	(14,31)
<b>Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères</b>				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	111,89	100,92	108,38	98,30
Syncrude, par rapport au WTI	(0,42)	4,49	(2,24)	2,48

Le prix de vente moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 96,40 \$/b au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 84,14 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce principalement à la composition plus favorable des produits, à la hausse des cours de référence du WTI et à l'affaiblissement du dollar canadien. Au deuxième 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 de pétrole brut synthétique peu sulfureux sur le marché. Les prix moyens obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux et le bitume ont augmenté au deuxième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la hausse des cours de référence du WCS résultant de l'accroissement de la demande qui a suivi le redémarrage des raffineries à la suite de l'exécution de travaux de maintenance planifiés.

## Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des volumes de production et de l'augmentation des prix du bitume.

## Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été plus élevés au deuxième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent. 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. Les frais de transport du deuxième trimestre de 2014 ont été supérieurs à ceux du deuxième trimestre de 2013, en raison principalement de la hausse du volume des ventes, qui a notamment entraîné des coûts supplémentaires résultant des importations accrues de diluant, du plus grand accès au transport par pipeline et de l'expansion de l'infrastructure logistique.

Les charges d'exploitation de Syncrude ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des travaux de maintenance planifiés et de l'arrêt imprévu d'une unité de cokéfaction qui ont eu lieu au cours du trimestre écoulé, ainsi que de la hausse du coût du gaz naturel.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au deuxième 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, ainsi que par les travaux de révision de l'usine de valorisation 1 exécutés en 2013.

**Rapprochement des charges d'exploitation décaissées<sup>1)</sup>**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 514	1 455	3 043	2 852
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(151)	(135)	(311)	(260)
Coûts non liés à la production <sup>2)</sup>	(156)	(45)	(251)	(119)
Autres <sup>3)</sup>	(33)	(104)	(57)	(182)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères	1 174	1 171	2 424	2 291
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	34,10	46,55	34,90	39,95

- 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 et des produits d'exploitation liés à 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 en moyenne à 34,10 \$/b au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 46,55 \$/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 est quant à lui demeuré essentiellement le même au deuxième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, malgré l'accroissement des volumes de production, et il rend compte d'une augmentation des prix du gaz naturel et de la consommation de gaz naturel et d'une diminution de l'avantage net tiré des ventes d'énergie excédentaire attribuable à la baisse des prix de l'électricité, partiellement contrebalancées par la diminution des coûts liés aux travaux de maintenance et par la baisse des charges d'exploitation minière.

Les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées, ont augmenté au deuxième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions, de la hausse du coût des charges d'alimentation influant sur le procédé de valorisation secondaire attribuable à l'accroissement des volumes de production et de l'augmentation des coûts liés aux activités de recherche et aux activités destinées à soutenir la croissance future.

**Résultats du premier semestre de 2014**

Le bénéfice opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 1,764 G\$ pour le premier semestre de 2014, en comparaison de 747 M\$ pour la période correspondante de 2013. Cette progression est principalement attribuable à la hausse des volumes de production qui a été enregistrée au deuxième trimestre de 2014 grâce à l'accroissement de la cadence de production à Firebag par suite de la mise en service de l'infrastructure destinée au bitume chaud, de même qu'à l'incidence de la plus faible production qui avait été enregistrée au deuxième trimestre de 2013 en raison des travaux de révision menés à l'usine de valorisation 1 et des arrêts survenus aux installations de tiers. Le bénéfice opérationnel de la période écoulée reflète également l'incidence des prix moyens plus élevés obtenus, la hausse des prix de référence et les taux de change favorables, toutefois atténués 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, notamment la rémunération fondée sur des actions.

Les flux de trésorerie opérationnels du secteur se sont chiffrés à 3,014 G\$ pour le premier semestre de 2014, en comparaison de 1,744 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.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 34,90 \$/b pour le premier semestre de 2014, en baisse par rapport à celles de 39,95 \$/b pour la période correspondante de l'exercice précédent. 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 prix du gaz naturel et de la

consommation de gaz naturel et par une diminution de l'avantage net tiré des ventes d'énergie excédentaire attribuable à la baisse des prix de l'électricité.

### Travaux de maintenance planifiés

La société procédera à des travaux de maintenance planifiés portant sur une unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 au cours des troisième et quatrième trimestres de 2014. Les prévisions de la Société pour 2014 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

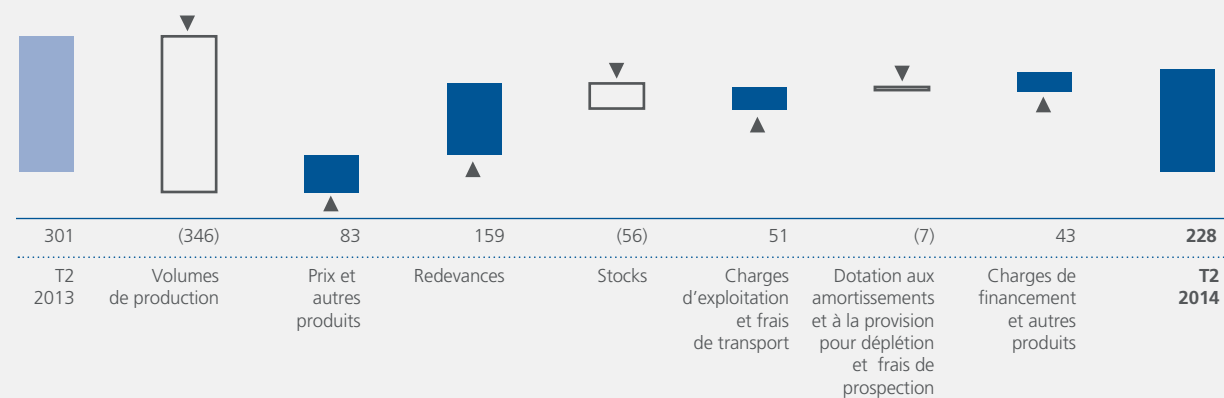
## EXPLORATION ET PRODUCTION

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Produits bruts	1 243	1 682	2 684	3 454
Moins les redevances	(141)	(335)	(304)	(649)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 102	1 347	2 380	2 805
Résultat net	(37)	301	257	655
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :				
Perte de valeur des actifs en Libye	297	—	297	—
Réévaluation des réserves	(32)	—	(32)	—
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	228	301	522	655
<i>E&amp;P Canada</i>	105	186	295	343
<i>E&amp;P International</i>	123	115	227	312
Flux de trésorerie opérationnels <sup>1)</sup>	529	668	1 129	1 358

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.

### Analyse de rapprochement du résultat opérationnel (en millions de dollars)<sup>1)</sup>



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 228 M\$ pour le deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 301 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice opérationnel d'E&P

Canada a diminué, passant de 186 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 105 M\$, ce qui s'explique principalement par le fléchissement du volume des ventes, une accumulation des stocks ayant été enregistrée pour le trimestre écoulé, en comparaison d'une réduction des stocks pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et par le fléchissement de la production de gaz naturel qui a résulté de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel conclue au troisième trimestre de 2013. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des prix obtenus. Le bénéfice opérationnel d'E&P International s'est accru pour atteindre 123 M\$, comparativement à 115 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation des prix obtenus au Royaume-Uni, partiellement contrebalancée par le recul de la production en Libye en raison l'agitation politique persistante.

### Volumes de production

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
<b>E&amp;P Canada</b>				
Terra Nova (kb/j)	15,2	16,8	16,7	15,5
Hibernia (kb/j)	24,2	25,7	24,7	26,7
White Rose (kb/j)	16,1	15,3	16,3	15,9
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	4,6	48,1	4,5	49,7
	60,1	105,9	62,2	107,8
<b>E&amp;P International</b>				
Buzzard (kbep/j)	54,3	57,8	55,4	56,6
Libye (kb/j)	0,9	27,0	0,5	34,4
	55,2	84,8	55,9	91,0
Production totale (kbep/j)	115,3	190,7	118,1	198,8
Composition (liquides/gaz) (%)	96/4	77/23	96/4	78/22

La production d'E&P Canada a fléchi pour s'établir en moyenne à 60 100 bep/j au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 105 900 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.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 55 200 bep/j au deuxième trimestre de 2014, en baisse comparativement à celle de 84 800 bep/j enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait surtout que la production en Libye demeure pour l'essentiel interrompue et que des travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de gaz d'un tiers ont pesé sur la production de Buzzard. Les répercussions de ces travaux de maintenance ont été en partie compensées par la mise en œuvre réussie d'un projet de réinjection de gaz.



## Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2014	Trimestres clos les 30 juin 2013	2014	Semestres clos les 30 juin 2013
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	119,91	101,25	119,45	105,23
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> e)	4,87	3,46	5,09	3,24
E&P International (\$/bep)	113,63	101,18	112,57	106,24

Les prix obtenus pour le pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont augmenté au deuxième trimestre de 2014 par rapport au deuxième trimestre de 2013, en raison de la hausse des cours de référence du Brent et de 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 deuxième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient principalement au fléchissement de la production en Libye et de la production provenant de la côte de l'Amérique du Nord (activités terrestres). Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation des prix obtenus et des taux de redevances pour le secteur Côte Est du Canada.

## Stocks

La Société a accumulé des stocks au deuxième trimestre de 2014, en raison du moment de l'arrivée des pétroliers-navettes sur la côte Est du Canada, tandis qu'elle avait effectué des prélèvements sur ses 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 deuxième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel, de la production négligeable provenant de la Libye et de la diminution des coûts qui a résulté de la baisse du volume des ventes attribuable à l'accumulation de stocks par le secteur Côte Est du Canada. L'incidence de ces facteurs a toutefois été atténuée par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été moins élevés au deuxième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par le fléchissement de la production en Libye et de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et par la baisse du volume des ventes du secteur Côte Est du Canada attribuable à l'accumulation de stocks. Les frais de prospection ont été plus élevés au deuxième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une charge comptabilisée au titre d'un puits de prospection non exploitable en Norvège et des acquisitions de données sismiques réalisées au Canada.

Les charges de financement et les autres produits tiennent compte d'un profit comptabilisé pour le trimestre écoulé à la suite d'une modification de l'estimation de la provision liée aux engagements futurs relatifs à la capacité pipelinère inutilisée de certains gazoducs et de la diminution de la charge de désactualisation enregistrée au deuxième trimestre de 2014 par suite de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel réalisée au troisième trimestre de 2013.

## Autres éléments

### Entente de prise d'intérêt relative à Shelburne

Au cours du trimestre, la Société a conclu une entente de prise d'intérêt avec Shell Canada en vue d'acquérir une participation de 20 % dans un projet de prospection en eau profonde mené dans le bassin Shelburne, au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Aux termes de cette entente, Suncor s'engage à participer au forage de deux puits d'exploration devant débiter au deuxième semestre de 2015, sous réserve de l'obtention des approbations d'ordre réglementaire.

### Résultats du premier semestre de 2014

Le secteur Exploration et production a inscrit un bénéfice opérationnel de 522 M\$ pour le premier semestre de 2014, en baisse comparativement à celui de 655 M\$ inscrit pour le semestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la production négligeable provenant de la Libye en raison de l'agitation politique persistante et de la vente des activités liées au secteur gaz naturel conventionnel conclue au troisième trimestre de 2013. Ces facteurs ont toutefois été en partie compensés par la hausse des prix moyens obtenus au deuxième trimestre de 2014, qui ont augmenté parallèlement à la montée des prix de référence du pétrole brut Brent, et par les taux de change favorables observés durant les premier et deuxième trimestres de 2014.

Les flux de trésorerie opérationnels se sont établis à 1,129 G\$ au premier semestre de 2014, en comparaison de 1,358 G\$ au semestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse tient principalement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

### Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines à Terra Nova au troisième trimestre de 2014. Elle prévoit également réaliser des travaux de maintenance à White Rose et à Buzzard au troisième trimestre de 2014. Les répercussions estimatives de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2014.

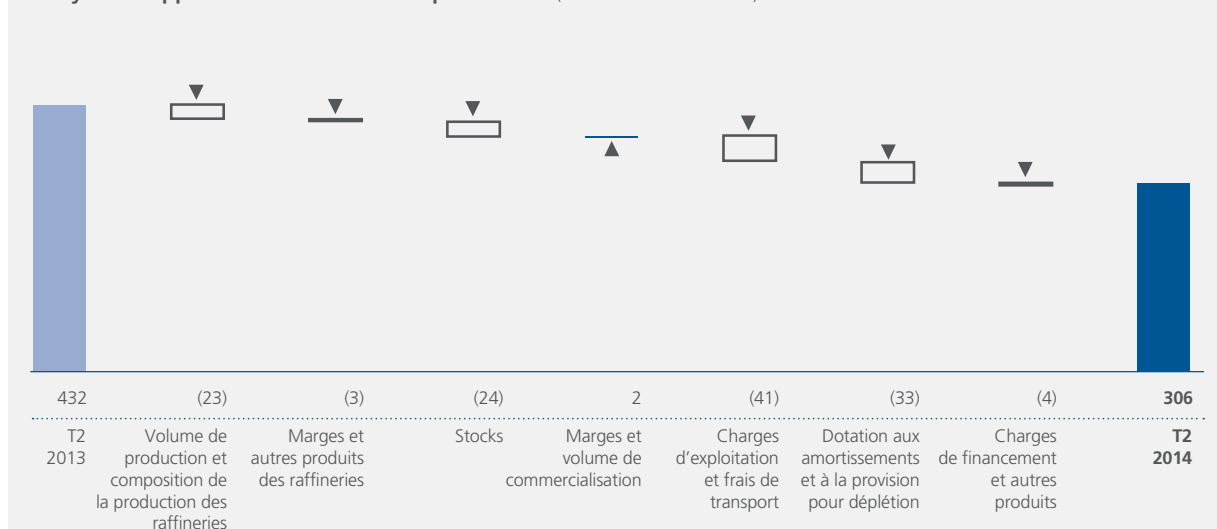
## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Produits d'exploitation	6 808	6 449	13 568	13 030
Résultat net	306	432	1 093	1 214
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	306	432	1 093	1 214
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	<i>257</i>	<i>355</i>	<i>966</i>	<i>1 068</i>
<i>Activités de commercialisation</i>	<i>49</i>	<i>77</i>	<i>127</i>	<i>146</i>
Flux de trésorerie opérationnels <sup>1)</sup>	505	646	1 435	1 713

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

### Analyse de rapprochement du résultat opérationnel (en millions de dollars)<sup>1)</sup>



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 commercialisation a inscrit un bénéfice opérationnel de 306 M\$ pour le deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 432 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul tient principalement au fléchissement des volumes de production qui a résulté des travaux de maintenance exécutés aux raffineries d'Edmonton et de Montréal, à la hausse des charges d'exploitation qui a résulté notamment de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation. Les marges de raffinage se sont ressenties de la diminution des marges de craquage de référence, laquelle a toutefois été partiellement compensée par l'incidence favorable des écarts de prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres, par les marges de raffinage élevées des raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord par rapport aux marges de référence, ainsi que par les écarts de prix du pétrole brut plus favorables dont a bénéficié la raffinerie de Montréal en raison de l'augmentation des expéditions par train de brut à prix inférieur provenant de l'intérieur des terres.

L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 49 M\$ pour le deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 77 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est principalement attribuable à la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation qui a résulté de l'annulation de certains projets, à l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et à la hausse des frais de commercialisation.

## Volumes

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
<b>Pétrole brut traité (kb/j)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	185,5	212,1	197,8	208,9
Ouest de l'Amérique du Nord	205,6	202,4	218,5	219,8
<b>Total</b>	<b>391,1</b>	<b>414,5</b>	<b>416,3</b>	<b>428,7</b>
<b>Taux d'utilisation des raffineries<sup>1),2)</sup> (%)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	84	96	89	94
Ouest de l'Amérique du Nord	86	85	91	92
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>90</b>	<b>90</b>	<b>93</b>
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>				
Essence	244,5	225,2	237,6	236,5
Distillat	181,4	216,3	194,2	215,1
Autres	90,0	90,6	83,9	85,6
<b>Total</b>	<b>515,9</b>	<b>532,1</b>	<b>515,7</b>	<b>537,2</b>

1) En date du 1<sup>er</sup> 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 deuxième trimestre de 2014, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation moyen des raffineries de 85 %, en comparaison de 90 % 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 185 500 b/j au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 212 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines qui ont été menés à la raffinerie de Montréal. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 205 600 b/j au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 202 400 b/j au deuxième trimestre de 2013, et ce, malgré l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines à la raffinerie d'Edmonton au cours du trimestre écoulé, comparativement à des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les ventes totales ont légèrement diminué pour se chiffrer à 515 900 b/j au deuxième trimestre de 2014, en comparaison de 532 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout du fléchissement des volumes de production et de l'arrivée à échéance de certains contrats d'approvisionnement.

## Prix et marges

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

- Le rétrécissement de l'écart de prix entre le Brent et le WTI a contribué à la diminution des marges de craquage de référence observée au deuxième trimestre de 2014 et a eu une incidence négative sur les marges de raffinage. Les marges de craquage de référence ont été nettement moins élevées qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent pour l'ensemble des régions où la Société vend des produits raffinés. Ce fléchissement a toutefois été partiellement compensé par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et par les marges de raffinage élevées dégagées par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord par rapport aux marges de référence.
- Au deuxième trimestre de 2014, l'incidence de la comptabilisation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, plutôt que selon la méthode DEPS<sup>1)</sup>, a eu une incidence défavorable sur le résultat net d'environ 15 M\$ après impôt,

en comparaison d'une incidence favorable sur le résultat net de 4 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

- Le léger élargissement des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd provenant de l'intérieur des terres a eu une incidence favorable sur les marges de raffinage, tout comme les expéditions par train à pleine capacité jusqu'à la raffinerie de Montréal, lesquelles ont permis à Suncor de tirer parti des écarts de prix entre le brut provenant de l'intérieur des terres et le brut Brent. Le volume de pétrole brut acheminé par train s'est élevé en moyenne à 36 000 b/j au deuxième trimestre.

Les marges de commercialisation ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2014 qu'au deuxième trimestre de 2013, 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 plus élevés au deuxième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions, de l'augmentation des coûts d'approvisionnement en énergie et de la hausse des frais de maintenance. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au deuxième trimestre de 2014, en raison des acquisitions d'actifs réalisées depuis le deuxième trimestre de 2013, ce qui comprend notamment les coûts liés aux travaux de maintenance planifiés exécutés en 2013, et d'une réduction de valeur de coûts précédemment inscrits à l'actif au titre de la construction d'une usine de récupération de soufre qui n'est plus nécessaire étant donné l'acquisition d'une installation déjà existante réalisée après la clôture du trimestre écoulé.

### **Résultats du premier semestre de 2014**

Pour le premier semestre de 2014, le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un bénéfice opérationnel de 1,093 G\$, contre 1,214 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à la hausse des charges d'exploitation qui a résulté notamment de l'augmentation de la rémunération fondée sur des actions et de la montée des coûts de l'approvisionnement en énergie, à la diminution des marges de craquage dans l'ensemble des régions où la Société vend des produits raffinés et au fléchissement du volume de production qui a résulté des travaux de maintenance exécutés aux raffineries de Montréal 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. La hausse générale des prix du pétrole brut a eu pour effet d'accroître le résultat après impôt d'environ 185 M\$ au premier semestre de 2014, en comparaison de 121 M\$ à la période correspondante de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie opérationnels se sont chiffrés à 1,435 G\$ au premier semestre de 2014, en baisse comparativement à ceux de 1,713 G\$ inscrits au semestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

### **Travaux de maintenance planifiés**

La raffinerie d'Edmonton fera l'objet de travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines au troisième trimestre de 2014, tandis que la raffinerie de Montréal fera l'objet de travaux de maintenance planifiés d'une durée de onze semaines devant débiter vers la fin du troisième trimestre de 2014 et celle de Sarnia, de travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines devant débiter au troisième trimestre de 2014. Les répercussions estimatives de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2014.

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

## SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Résultat net	18	(347)	(477)	(715)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(282)	254	26	400
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	(264)	(93)	(451)	(315)
Énergie renouvelable	24	21	45	33
Négociation de l'énergie	(6)	16	72	94
Siège social	(280)	(174)	(495)	(417)
Éliminations	(2)	44	(73)	(25)
Flux de trésorerie opérationnels <sup>1)</sup>	(173)	40	(292)	(281)

1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté ci-dessous. 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		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	92	103	217	230
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	104	98	207	207

Au deuxième trimestre de 2014, les actifs liés à l'énergie renouvelable ont contribué à hauteur de 24 M\$ au résultat opérationnel, tandis qu'ils y avaient contribué à hauteur de 21 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse 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, partiellement neutralisée par la baisse du volume de production d'énergie éolienne et par la diminution des prix de l'électricité.

### Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie se sont soldées par une perte opérationnelle de 6 M\$ au deuxième trimestre de 2014, en comparaison d'un bénéfice opérationnel de 16 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par le rétrécissement des écarts de prix, qui a eu pour effet de faire fléchir les résultats pour l'ensemble des principales stratégies de négociation. En outre, les flux de trésorerie opérationnels négatifs liés aux activités de négociation de l'énergie ont augmenté en raison du règlement d'obligations au cours du trimestre écoulé.

### Siège social

Le siège social a inscrit une perte opérationnelle de 280 M\$ pour le deuxième trimestre de 2014, en comparaison d'une perte opérationnelle de 174 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation de la perte opérationnelle est principalement attribuable à la hausse de la rémunération fondée sur des actions et à la comptabilisation de pertes de change sur le fonds de roulement et les soldes intersociétés. Au deuxième trimestre de 2014, la Société a incorporé une tranche de 113 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 104 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 deuxième trimestre de 2014, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 2 M\$, en comparaison d'un profit intersectoriel après impôt de 44 M\$ au deuxième trimestre de 2013.

## Résultats du premier semestre de 2014

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte opérationnelle de 451 M\$ pour le premier semestre de 2014, en comparaison d'une perte opérationnelle de 315 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation de la perte opérationnelle s'explique surtout par l'augmentation, comparativement au premier semestre de 2013, de la charge de rémunération fondée sur des actions qui a résulté de la hausse du cours de l'action de Suncor et du profit après impôt plus élevé qui a été éliminé au moment du transfert interne de charges d'alimentation en pétrole brut réalisé durant le premier semestre de 2013. Au premier semestre de 2014, la Société a incorporé une tranche de 221 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 200 M\$ à 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		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Sables pétrolifères	986	1 487	1 897	2 523
Exploration et production	461	315	905	675
Raffinage et commercialisation	246	165	351	243
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	70	13	100	24
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 763	1 980	3 253	3 465
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	(113)	(104)	(221)	(200)
	1 650	1 876	3 032	3 265

**Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie**<sup>1),2),3)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2014			Semestre clos le 30 juin 2014		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	519	390	909	1 053	693	1 746
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	251	46	297	476	97	573
<i>Activités In situ</i>	177	45	222	423	90	513
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	91	299	390	154	506	660
Exploration et production	19	409	428	34	810	844
Raffinage et commercialisation	201	43	244	281	69	350
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	26	43	69	44	48	92
	765	885	1 650	1 412	1 620	3 032

- 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 deuxième trimestre de 2014, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,650 G\$ (compte non tenu des intérêts capitalisés). Les activités menées au deuxième 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 297 M\$ au deuxième trimestre de 2014, dont des tranches respectives de 251 M\$ et de 46 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 la construction des actifs destinés à soutenir la mise en œuvre du procédé de gestion des résidus et les activités visant à réduire la consommation d'eau douce, y compris l'aménagement d'une usine de traitement de l'eau qui a été mise en service au cours du trimestre. Les dépenses en immobilisations comprennent également des dépenses liées à des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard de l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 2.

**Activités in situ**

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 222 M\$. De ce montant, 45 M\$ ont été affectés à des projets de croissance. Durant le trimestre, la Société a procédé aux premières injections de vapeur dans les plateformes de puits associées au projet de désengorgement portant sur les installations de MacKay River. Le projet vise à accroître d'environ 20 % la capacité de production pour la porter à 38 000 b/j d'ici la fin de 2015. La production des premiers barils de pétrole issus de ce projet est attendue au troisième trimestre de 2014. Des dépenses en immobilisations de croissance ont aussi été affectées aux activités devant aboutir à la prise d'une décision concernant l'autorisation des dépenses relatives au projet d'agrandissement de MacKay River en 2014.

Les dépenses en immobilisations de maintien ont totalisé 177 M\$ et ont été affectées aux activités de conception, d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction en cours 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. Des dépenses en immobilisations ont également été affectées au programme de forage de puits intercalaires à Firebag.



### **Coentreprise des Sables pétrolifères**

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 390 M\$. De ce montant, 299 M\$ ont été affectés à des dépenses en immobilisations de croissance et 91 M\$, à des dépenses en immobilisations de maintien. Les dépenses en immobilisations de croissance rendent compte de l'accroissement des dépenses liées au projet Fort Hills et ont continué de porter sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison et le démarrage du chantier. À la clôture du deuxième trimestre, les travaux liés aux études techniques détaillées étaient achevés à hauteur d'environ 40 %. Les principales activités de construction menées durant le trimestre ont compris le coulage de la fondation en béton et les premiers travaux d'aménagement des réservoirs de séparation destinés à l'extraction secondaire.

La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 91 M\$, ce qui comprend les dépenses liées au remplacement du train minier de la mine Mildred Lake, à la construction d'une installation de centrifugation destinée à la gestion des résidus et aux travaux de maintenance planifiés d'une unité de cokéfaction.

### **Exploration et production**

Au cours du deuxième trimestre de 2014, le secteur Exploration et production a engagé 428 M\$ en dépenses en immobilisations et frais de prospection. À Golden Eagle, les dépenses en immobilisations ont été affectées principalement aux travaux de forage de développement en cours et à la mise en place des principales installations extracôtières. La production des premiers barils de pétrole est attendue vers la fin de 2014 ou le début de 2015. À Hebron, les dépenses ont été affectées à l'élaboration de plans d'ingénierie détaillés et aux premiers travaux de construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface, la production de pétrole devant commencer en 2017. Des dépenses de croissance ont également été affectées aux travaux de forage de développement liés au projet d'extension sud d'Hibernia et aux travaux liés à la deuxième phase du projet d'extension sud de White Rose, qui devraient prendre fin au troisième trimestre de 2014. 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 au financement de la poursuite des activités de mise en valeur liées au réservoir Ben Nevis-Avalon d'Hibernia est attendue au troisième trimestre de 2014. Suncor continue également de travailler en vue de l'obtention d'une décision d'autorisation des dépenses liées à de nouveaux travaux d'agrandissement visant le champ West White Rose; cette décision est attendue vers la fin de 2014.

### **Raffinage et commercialisation**

Les dépenses en immobilisations, qui se sont élevées à 244 M\$, se rapportent principalement au maintien des activités existantes et aux travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard des raffineries de Montréal et d'Edmonton. Le secteur Raffinage et commercialisation 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, ainsi qu'aux travaux en cours liés au projet visant à rénover l'unité d'hydrocraquage de la raffinerie.

## 6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

### Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les	
	2014	30 juin 2013
Rendement du capital investi <sup>1)</sup> (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	10,1	8,1
Compte tenu des projets majeurs en cours	8,8	6,7
Ratio dette nette/flux de trésorerie opérationnels <sup>2)</sup> (en nombre de fois)	0,6	0,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat <sup>3)</sup>	9,1	7,3
Base des flux de trésorerie opérationnels <sup>2),4)</sup>	18,3	16,8

- 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.

### Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents ont diminué pour s'établir à 4,932 G\$ au premier semestre de 2014, en comparaison de 5,202 G\$ au 31 décembre 2013, en raison principalement des dépenses en immobilisations et des frais de prospection, des variations du fonds de roulement hors trésorerie, des rachats d'actions et des versements de dividendes, qui ont été supérieurs aux flux de trésorerie opérationnels.

Au 30 juin 2014, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 32 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 4,425 G\$ au 30 juin 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 juin 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 juin 2014	31 décembre 2013
Dettes à court terme	800	798
Tranche courante de la dette à long terme	460	457
Dettes à long terme	10 214	10 203
Dettes totales	11 474	11 458
Moins la trésorerie et ses équivalents	4 932	5 202
Dettes nettes	6 542	6 256
Capitaux propres	41 886	41 180
Dettes totales majorées des capitaux propres	53 360	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 semestre clos le 30 juin 2014	
	T2	Cumul annuel
Dettes nettes au début de la période	6 962	6 256
(Diminution) augmentation de la dette nette	(420)	286
Dettes nettes au 30 juin 2014	6 542	6 542
Diminution (augmentation) de la dette nette		
Flux de trésorerie opérationnels	2 406	5 286
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 789)	(3 288)
Produit de la cession d'actifs	14	30
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(188)	(473)
Rachat d'actions ordinaires	(271)	(655)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(38)	(1 170)
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	286	(16)
	420	(286)

Au 30 juin 2014, la dette nette de Suncor s'élevait à 6,542 G\$, contre 6,256 G\$ au 31 décembre 2013. Au cours du premier semestre de 2014, la dette nette a augmenté de 286 M\$, en raison principalement de l'augmentation du fonds de roulement qui a résulté essentiellement des paiements effectués au titre de l'impôt sur le résultat, des paiements de

redevances, des rachats d'actions et des versements de dividendes, en partie contrebalancés par les flux de trésorerie opérationnels, qui ont été supérieurs aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection.

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2014, le ratio dette nette/flux de trésorerie opérationnels s'est établi à 0,6 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 juin 2014 (en milliers)

Actions ordinaires	1 467 869
Options sur actions ordinaires – exerçables	19 864
Options sur actions ordinaires – non exerçables	9 424

Au 23 juillet 2014, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 465 260 522 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 32 923 996. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

### Rachats d'actions

Le 21 février 2014, Suncor a modifié son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2013 ») lancée le 5 août 2013 de manière à lui permettre de racheter des actions ordinaires supplémentaires d'une valeur de 1,0 G\$. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2013, Suncor est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur d'environ 2,8 G\$ entre le 5 août 2013 et le 4 août 2014. Au deuxième trimestre de 2014, la Société a racheté 6 465 500 actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat au prix moyen de 41,96 \$ chacune, pour un coût de rachat total de 271 M\$.

Après la clôture du deuxième trimestre et au 23 juillet 2014, la Société avait racheté 2 829 500 actions ordinaires supplémentaires dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2013 au prix moyen de 45,00 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 127 M\$.

Après la clôture du deuxième trimestre de 2014, la Bourse de Toronto a approuvé la demande de Suncor visant à renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2014 ») afin de continuer à racheter des actions dans le cadre de son programme de rachat précédemment annoncé, 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 représente environ 3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation.

	Trimestre et semestre clos le		Période de
	T2	30 juin 2014 Cumul annuel	douze mois close le 31 décembre 2013
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	6 465	16 919	49 492
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)	271	655	1 675
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars)	41,96	38,72	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 du semestre clos le 30 juin 2014, Suncor a accru d'environ 1,1 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 deux et dix 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 et Raffinage et commercialisation au deuxième trimestre et au troisième trimestre de 2013 et ceux qui ont été exécutés à l'égard de plusieurs actifs du secteur Exploration et production au troisième trimestre de 2012, 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 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012
<b>Production totale (kbep/j)</b>								
Sables pétrolifères	403,1	424,4	446,5	423,6	309,4	389,0	378,7	378,9
Exploration et production	115,3	120,9	111,6	171,4	190,7	207,1	177,8	156,4
	518,4	545,3	558,1	595,0	500,1	596,1	556,5	535,3
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	10 446	10 342	9 814	10 288	9 648	9 843	9 396	9 488
Autres produits	203	135	380	85	66	173	92	88
	10 649	10 477	10 194	10 373	9 714	10 016	9 488	9 576
<b>Résultat net</b>	211	1 485	443	1 694	680	1 094	(574)	1 544
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,14	1,01	0,30	1,13	0,45	0,72	(0,38)	1,01
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,14	1,01	0,30	1,13	0,45	0,71	(0,38)	1,00
<b>Résultat opérationnel<sup>1)</sup></b>	1 135	1 793	973	1 426	934	1 367	988	1 292
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	0,77	1,22	0,66	0,95	0,62	0,90	0,65	0,84
<b>Flux de trésorerie opérationnels<sup>1)</sup></b>	2 406	2 880	2 350	2 528	2 250	2 284	2 228	2 743
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	1,64	1,96	1,58	1,69	1,49	1,50	1,46	1,79
<b>RCI<sup>1)</sup> (% , sur 12 mois)</b>	10,1	12,6	11,5	8,6	8,1	7,1	7,2	12,4
<b>Information sur les actions ordinaires (en dollars)</b>								
Dividende par action ordinaire	0,23	0,23	0,20	0,20	0,20	0,13	0,13	0,13
<b>Cours à la clôture des négociations</b>								
Bourse de Toronto (\$ CA)	45,50	38,61	37,24	36,83	31,00	30,44	32,71	32,34
Bourse de New York (\$ US)	42,63	34,96	35,05	35,78	29,49	30,01	32,98	32,85

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 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	103,00	98,70	97,45	105,85	94,20	94,35	88,20	92,20
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	109,75	107,80	109,35	109,70	103,35	112,65	110,10	109,50
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	13,85	18,45	20,05	10,35	5,50	10,60	17,30	11,90
MSW à Edmonton	\$ CA/b	97,10	90,70	89,05	105,25	92,90	88,45	84,35	84,70
WCS à Hardisty	\$ US/b	82,95	75,55	65,25	88,35	75,05	62,40	70,05	70,45
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	20,05	23,15	32,20	17,50	19,15	31,95	18,15	21,75
Condensat à Edmonton	\$ US/b	105,15	102,65	94,20	103,80	103,30	107,20	98,10	96,00
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	4,65	5,70	3,50	3,00	3,50	3,20	3,20	2,30
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	21,55	20,40	19,60	19,25	25,60	31,20	35,95	37,80
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	19,40	18,35	12,00	15,80	30,70	27,10	27,85	35,15
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	26,10	17,40	15,35	19,60	30,60	30,55	29,85	38,15
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	19,55	17,15	13,45	15,95	23,95	28,80	27,35	33,95
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,92	0,91	0,95	0,96	0,98	0,99	1,00	1,00
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,94	0,90	0,94	0,97	0,95	0,98	1,01	1,02

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 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. En effet, comme certains terminaux d'exportation en Libye sont demeurés fermés durant le deuxième trimestre et que la Société a révisé ses plans de production pour la durée résiduelle des contrats de partage de la production, une perte de valeur après impôt de 297 M\$ a été comptabilisée à l'égard des actifs en Libye.
- 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 croissances 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 du premier et du quatrième trimestre 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 pipelinère 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<sup>er</sup> 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 du semestre clos le 30 juin 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'Agence du revenu du Canada**

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 croit 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 de 460 M\$ à l'ARC (50 % du montant réclamé aux termes de l'avis de nouvelle cotisation).

La Société prévoit également recevoir, au second semestre de 2014, des avis de nouvelle cotisation d'autorités fiscales provinciales d'un montant d'environ 280 M\$ relativement à cette question.

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 juin 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 juin 2014, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 juin 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 les prévisions qu'elle avait publiées pour 2014. Le communiqué de presse de Suncor daté du 30 juillet 2014, qui peut être consulté sur le site SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), fait état de cette mise à jour apportée aux prévisions de la Société ainsi que des nouvelles hypothèses concernant les prix du pétrole.

## 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 opérationnelle, 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 à la rubrique « Information financière consolidée » 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 douze mois du capital investi au début de la période de douze mois et du capital investi à la fin de chacun des douze mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de douze mois montrent la variation des composantes sur la période de douze 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 juin (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2014	2013
Ajustements du résultat net			
Résultat net		3 833	2 746
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		154	227
Charge d'intérêts nette		221	138
	A	4 208	3 111
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		7 114	5 627
Capitaux propres		40 243	39 184
		47 357	44 811
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		6 542	7 114
Capitaux propres		41 886	40 243
		48 428	47 357
Capital moyen investi	B	47 952	46 095
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	8,8	6,7
Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours	C	6 180	7 865
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	10,1	8,1

### 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 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 douze mois correspondent à la somme des flux de trésorerie opérationnels du trimestre clos le 30 juin et des trois trimestres

précédents, et 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 juin (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	(76)	294	(37)	301	306	432	18	(347)	211	680
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 934	562	559	311	169	125	28	31	2 690	1 029
Impôt sur le résultat différé	(304)	90	(48)	31	1	84	79	(66)	(272)	139
Augmentation des passifs	35	29	11	17	2	2	3	2	51	50
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(326)	290	(326)	290
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(1)	—	(4)	—	1	1	(65)	27	(69)	28
Perte (profit) à la cession d'actifs	5	—	—	—	(1)	(1)	—	—	4	(1)
Rémunération fondée sur des actions	58	(1)	10	7	27	3	114	46	209	55
Frais de prospection	—	—	58	14	—	—	—	—	58	14
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(77)	(62)	(7)	(5)	(4)	(4)	—	—	(88)	(71)
Autres	(29)	(16)	(13)	(8)	4	4	(24)	57	(62)	37
Flux de trésorerie opérationnels	1 545	896	529	668	505	646	(173)	40	2 406	2 250
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	110	74	115	497	166	269	(514)	(420)	(123)	420
Flux de trésorerie opérationnels	1 655	970	644	1 165	671	915	(687)	(380)	2 283	2 670

Semestres clos les 30 juin (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	823	620	257	655	1 093	1 214	(477)	(715)	1 696	1 774
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	2 603	1 107	858	615	321	245	48	61	3 830	2 028
Impôt sur le résultat différé	(289)	203	(80)	63	9	274	90	(144)	(270)	396
Augmentation des passifs	71	56	22	34	3	2	6	6	102	98
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	31	458	31	458
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	(4)	1	5	2	(59)	85	(58)	88
Perte (profit) à la cession d'actifs	5	—	—	—	(1)	(1)	—	—	4	(1)
Rémunération fondée sur des actions	37	(49)	11	3	13	(16)	94	—	155	(62)
Frais de prospection	—	—	80	51	—	—	—	—	80	51
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(184)	(239)	(8)	(13)	(6)	(6)	—	—	(198)	(258)
Autres	(52)	46	(7)	(51)	(2)	(1)	(25)	(32)	(86)	(38)
Flux de trésorerie opérationnels	3 014	1 744	1 129	1 358	1 435	1 713	(292)	(281)	5 286	4 534
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	138	1 980	(101)	511	(510)	149	(797)	(1 930)	(1 270)	710
Flux de trésorerie opérationnels	3 152	3 724	1 028	1 869	925	1 862	(1 089)	(2 211)	4 016	5 244

### 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 douze 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	
	2014	30 juin 2013
Flux de trésorerie opérationnels	10 164	9 505
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	6 565	7 338
Flux de trésorerie disponibles	3 599	2 167

### Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères

Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR que l'on obtient en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur 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) de la production et de la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits d'exploitation, et iv) de 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.

### 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 <sup>3</sup>	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi <sup>3</sup> e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3</sup>	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi <sup>3</sup> /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi <sup>3</sup> e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3</sup> e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts

### Lieux et devises

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

### Contexte financier et commercial

T2	Trimestre clos le 30 juin
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 » 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 :

- l'intention de procéder à des travaux de maintenance portant sur l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 au cours des troisième et quatrième trimestres de 2014;
- l'intention de procéder à des travaux de maintenance à Terra Nova (quatre semaines), à White Rose et à Buzzard au troisième trimestre de 2014;
- les travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines devant être exécutés à la raffinerie d'Edmonton au troisième trimestre de 2014, les travaux de maintenance planifiés d'une durée de onze semaines devant être entrepris à la raffinerie de Montréal vers la fin du troisième trimestre de 2014 et les travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines devant être entrepris à la raffinerie de Sarnia au troisième 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 s'est dotée de plans de dépenses en immobilisations, a établi à 6,8 G\$ ses dépenses en immobilisations prévues et a établi la fourchette prévue des taux de redevances à la Couronne du secteur Sables pétrolifères;
- la Société compte optimiser davantage le plan de mise en valeur du projet Joslyn;
- les activités de l'usine de récupération du soufre acquise par Suncor devraient être intégrées à celles de la raffinerie de Montréal et permettre de combler les besoins en soufre à long terme de cette raffinerie;
- l'usine de traitement de l'eau mise en service au cours du deuxième trimestre de 2014 devrait accroître la réutilisation et le recyclage des eaux usées et réduire la consommation d'eau douce;
- la Société prévoit mettre en service l'usine de traitement des eaux usées au début de 2017 et la raccorder au site de Firebag de manière à offrir un emplacement pour mener les essais relatifs au traitement des eaux usées et aux technologies de recyclage sans nuire à la production des installations in situ;
- le projet de désengorgement des installations de MacKay River devrait accroître la capacité de production d'environ 20 % pour la porter à 38 000 blj d'ici la fin de 2015, les premiers barils de pétrole étant attendus au troisième trimestre de 2014;
- la Société prévoit continuer de travailler en vue de l'obtention, en 2014, d'une décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissement de MacKay River, dont la capacité nominale initiale cible est de 20 000 blj environ;
- la Société prévoit que le projet Fort Hills lui procurera environ 73 000 blj 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 douze mois;

- les activités de conception, d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction en cours portant sur les nouvelles plateformes de puits à Firebag et à MacKay River devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels pour les années à venir;
- la production des premiers barils de pétrole du projet Golden Eagle devrait avoir lieu vers la fin de 2014 ou au début de 2015;
- les premiers barils de pétrole du projet Hebron devraient être produits en 2017;
- l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension sud de White Rose devraient accroître la production globale tirée des champs existants dès 2015 et prolonger leur durée de vie productive;
- une décision concernant le financement de la poursuite des activités de mise en valeur liées au réservoir Ben-Nevis Avalon d'Hibernia devrait être prise au troisième trimestre de 2014;
- le projet d'extension sud de White Rose devrait prendre fin au troisième trimestre de 2014;
- le forage de deux puits d'exploration devrait débuter au deuxième semestre de 2015 aux termes d'une entente de prise d'intérêt conclue relativement à un projet de prospection en eau profonde dans le bassin Shelburne, au large de la Nouvelle-Écosse;
- une décision concernant l'autorisation des dépenses liées à de nouveaux travaux d'agrandissement visant la partie ouest de White Rose est attendue vers la fin de 2014;
- la direction de Suncor est d'avis que la Société disposera des ressources en capital dont elle a besoin pour financer le reste de ses dépenses en immobilisations de 6,8 G\$ 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 débentures à long terme et que du financement additionnel adéquat sera disponible sur les marchés des capitaux d'emprunt, au besoin, à des conditions commerciales normales et aux taux du marché.

*Autres éléments :*

- la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations exercée par Suncor et son objectif d'investir judicieusement dans des projets à forte rentabilité;
- l'avis de Suncor selon lequel Joslyn comporte des ressources de qualité offrant un réel potentiel de mise en valeur, si on y applique la bonne stratégie de conception et d'exécution;
- la durée moyenne pondérée maximale à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois;
- la perte de valeur comptabilisée à l'égard du projet minier Joslyn, la perte de valeur comptabilisée à l'égard de certains actifs du secteur Sables pétrolifères et la perte de valeur comptabilisée à l'égard des actifs de Suncor en Libye;
- la position de la Société à l'égard de l'avis de nouvelle cotisation qu'elle a reçu de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés, l'opinion de la Société 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 460 M\$ (50 % du montant réclamé dans l'avis de nouvelle cotisation) fournie à l'ARC par la Société, le droit que se réserve l'ARC de demander à la Société de lui remettre un montant de trésorerie au lieu d'une sûreté et l'attente de la Société selon laquelle elle recevra, au deuxième semestre de 2014, des avis de nouvelle cotisation d'un montant d'environ 280 M\$ de la part de certaines autorités fiscales provinciales en lien avec cette même question;
- 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;
- 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 la Société à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

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 l'avis de nouvelle cotisation que Suncor a reçu de l'Agence du revenu du Canada 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 à l'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](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au [www.sec.gov](http://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		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	10 446	9 648	20 788	19 491
Autres produits (note 4)	203	66	338	239
	<b>10 649</b>	<b>9 714</b>	<b>21 126</b>	<b>19 730</b>
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	4 649	4 439	8 350	8 498
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 543	2 335	5 057	4 606
Transport	201	208	428	368
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur (note 5)	2 690	1 029	3 830	2 028
Prospection	131	79	257	209
Perte (profit) à la cession d'actifs	4	(1)	4	(1)
Frais de démarrage de projets	1	9	1	10
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur (note 12)	—	—	—	176
(Produits) charges de financement (note 8)	(158)	445	313	774
	<b>10 061</b>	<b>8 543</b>	<b>18 240</b>	<b>16 668</b>
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>588</b>	<b>1 171</b>	<b>2 886</b>	<b>3 062</b>
<b>Impôt sur le résultat</b>				
Exigible	649	352	1 460	892
Différé	(272)	139	(270)	396
	<b>377</b>	<b>491</b>	<b>1 190</b>	<b>1 288</b>
<b>Résultat net</b>	<b>211</b>	<b>680</b>	<b>1 696</b>	<b>1 774</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(161)	172	31	191
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat				
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	4	329	(56)	386
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(157)</b>	<b>501</b>	<b>(25)</b>	<b>577</b>
<b>Résultat global</b>	<b>54</b>	<b>1 181</b>	<b>1 671</b>	<b>2 351</b>
<b>Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 10)</b>				
De base	0,14	0,45	1,15	1,17
Dilué	0,14	0,45	1,15	1,17
Dividendes en trésorerie	0,23	0,20	0,46	0,33

Se reporter aux notes annexes.

# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 juin 2014	31 déc. 2013
<b>Actif</b>		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	4 932	5 202
Créances	5 629	5 254
Stocks	4 661	3 944
Impôt sur le résultat à recouvrer	673	294
Total de l'actif courant	15 895	14 694
Immobilisations corporelles, montant net	57 758	57 270
Prospection et évaluation	2 190	2 772
Autres actifs	473	422
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 086	3 092
Actifs d'impôt différé	50	65
Total de l'actif	79 452	78 315
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif courant		
Dettes à court terme	800	798
Tranche courante de la dette à long terme	460	457
Dettes et charges à payer	7 329	7 090
Tranche courante des provisions	756	998
Impôt à payer	1 395	1 263
Total du passif courant	10 740	10 606
Dettes à long terme	10 214	10 203
Autres passifs non courants	1 599	1 464
Provisions	4 484	4 078
Passifs d'impôt différé	10 529	10 784
Capitaux propres	41 886	41 180
Total du passif et des capitaux propres	79 452	78 315

Se reporter aux notes annexes.

# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net	211	680	1 696	1 774
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	2 690	1 029	3 830	2 028
Impôt sur le résultat différé	(272)	139	(270)	396
Charge de désactualisation	51	50	102	98
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(326)	290	31	458
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(69)	28	(58)	88
Perte (profit) à la cession d'actifs	4	(1)	4	(1)
Rémunération fondée sur des actions	209	55	155	(62)
Prospection	58	14	80	51
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(88)	(71)	(198)	(258)
Autres	(62)	37	(86)	(38)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(123)	420	(1 270)	710
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 283	2 670	4 016	5 244
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 763)	(1 980)	(3 253)	(3 465)
Acquisitions (note 12)	—	—	—	(515)
Produit de la cession d'actifs	14	2	30	6
Autres placements	(26)	(2)	(35)	(6)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	85	(170)	100	(172)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 690)	(2 150)	(3 158)	(4 152)
<b>Activités de financement</b>				
Variation nette de la dette à court terme	(1)	(176)	(1)	14
Variation nette de la dette à long terme	(5)	153	(10)	149
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	150	3	203	44
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(271)	(294)	(655)	(699)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(338)	(302)	(676)	(499)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(465)	(616)	(1 139)	(991)
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents</b>				
	128	(96)	(281)	101
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(42)	35	11	44
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	4 846	4 591	5 202	4 385
<b>Trésorerie et équivalents à la clôture de la période</b>	<b>4 932</b>	<b>4 530</b>	<b>4 932</b>	<b>4 530</b>
<b>Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie</b>				
Intérêts payés	295	278	367	351
Impôt sur le résultat payé	543	127	1 668	684

Se reporter aux notes annexes.

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2012	19 945	579	(223)	13	18 901	39 215	1 523 057
Résultat net	—	—	—	—	1 774	1 774	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	191	—	—	191	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 133 \$	—	—	—	—	386	386	—
Résultat global	—	—	191	—	2 160	2 351	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	80	(32)	—	—	—	48	2 333
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	12	—	—	—	(12)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(295)	—	—	—	(404)	(699)	(22 506)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(88)	—	—	—	(116)	(204)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	31	—	—	—	31	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(499)	(499)	—
30 juin 2013	19 654	578	(32)	13	20 030	40 243	1 502 884
31 décembre 2013	19 395	598	102	13	21 072	41 180	1 478 315
Résultat net	—	—	—	—	1 696	1 696	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	31	—	—	31	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 18 \$	—	—	—	—	(56)	(56)	—
Résultat global	—	—	31	—	1 640	1 671	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	264	(21)	—	—	—	243	6 473
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	13	—	—	—	(13)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(222)	—	—	—	(433)	(655)	(16 919)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	47	—	—	—	49	96	—
Rémunération fondée sur des actions	—	27	—	—	—	27	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(676)	(676)	—
30 juin 2014	19 497	604	133	13	21 639	41 886	1 467 869

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 – 6<sup>th</sup> 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 30 juillet 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, sauf en ce qui a trait à l'adoption rétrospective des interprétations suivantes le 1<sup>er</sup> janvier 2014.

L'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (« IFRIC ») 21 *Droits ou taxes* 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 juin (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
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	2 861	1 971	1 183	1 682	6 772	6 395	23	28	10 839	10 076
Produits intersectoriels	1 017	734	60	—	36	54	(1 113)	(788)	—	—
Moins les redevances	(252)	(93)	(141)	(335)	—	—	—	—	(393)	(428)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	3 626	2 612	1 102	1 347	6 808	6 449	(1 090)	(760)	10 446	9 648
Autres produits (charges)	(5)	6	178	7	4	4	26	49	203	66
	3 621	2 618	1 280	1 354	6 812	6 453	(1 064)	(711)	10 649	9 714
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	106	54	132	123	5 526	5 099	(1 115)	(837)	4 649	4 439
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 514	1 455	139	196	618	560	272	124	2 543	2 335
Transport	122	105	22	39	68	75	(11)	(11)	201	208
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 934	562	559	311	169	125	28	31	2 690	1 029
Prospection	5	15	126	64	—	—	—	—	131	79
Perte (profit) à la cession d'actifs	5	—	—	—	(1)	(1)	—	—	4	(1)
Frais de démarrage de projets	1	9	—	—	—	—	—	—	1	9
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Charges (produits) de financement	33	34	8	27	4	(1)	(203)	385	(158)	445
	3 720	2 234	986	760	6 384	5 857	(1 029)	(308)	10 061	8 543
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>(99)</b>	<b>384</b>	<b>294</b>	<b>594</b>	<b>428</b>	<b>596</b>	<b>(35)</b>	<b>(403)</b>	<b>588</b>	<b>1 171</b>
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	281	—	379	262	121	80	(132)	10	649	352
Différé	(304)	90	(48)	31	1	84	79	(66)	(272)	139
	(23)	90	331	293	122	164	(53)	(56)	377	491
<b>Résultat net</b>	<b>(76)</b>	<b>294</b>	<b>(37)</b>	<b>301</b>	<b>306</b>	<b>432</b>	<b>18</b>	<b>(347)</b>	<b>211</b>	<b>680</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>	<b>986</b>	<b>1 487</b>	<b>461</b>	<b>315</b>	<b>246</b>	<b>165</b>	<b>70</b>	<b>13</b>	<b>1 763</b>	<b>1 980</b>

Semestres clos les 30 juin (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
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	5 561	4 093	2 412	3 338	13 514	12 916	49	59	21 536	20 406
Produits intersectoriels	2 207	1 655	272	116	54	114	(2 533)	(1 885)	—	—
Moins les redevances	(444)	(266)	(304)	(649)	—	—	—	—	(748)	(915)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	7 324	5 482	2 380	2 805	13 568	13 030	(2 484)	(1 826)	20 788	19 491
Autres produits	4	6	180	40	11	16	143	177	338	239
	7 328	5 488	2 560	2 845	13 579	13 046	(2 341)	(1 649)	21 126	19 730
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	160	174	284	251	10 349	9 895	(2 443)	(1 822)	8 350	8 498
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 043	2 852	292	357	1 257	1 103	465	294	5 057	4 606
Transport	262	190	48	68	139	132	(21)	(22)	428	368
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	2 603	1 107	858	615	321	245	48	61	3 830	2 028
Prospection	80	89	177	120	—	—	—	—	257	209
Perte (profit) à la cession d'actifs	5	—	—	—	(1)	(1)	—	—	4	(1)
Frais de démarrage de projets	1	10	—	—	—	—	—	—	1	10
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	—	176	—	—	—	—	—	—	—	176
Charges de financement	61	66	17	34	6	—	229	674	313	774
	6 215	4 664	1 676	1 445	12 071	11 374	(1 722)	(815)	18 240	16 668
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>1 113</b>	<b>824</b>	<b>884</b>	<b>1 400</b>	<b>1 508</b>	<b>1 672</b>	<b>(619)</b>	<b>(834)</b>	<b>2 886</b>	<b>3 062</b>
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	579	1	707	682	406	184	(232)	25	1 460	892
Différé	(289)	203	(80)	63	9	274	90	(144)	(270)	396
	290	204	627	745	415	458	(142)	(119)	1 190	1 288
<b>Résultat net</b>	<b>823</b>	<b>620</b>	<b>257</b>	<b>655</b>	<b>1 093</b>	<b>1 214</b>	<b>(477)</b>	<b>(715)</b>	<b>1 696</b>	<b>1 774</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>	<b>1 897</b>	<b>2 523</b>	<b>905</b>	<b>675</b>	<b>351</b>	<b>243</b>	<b>100</b>	<b>24</b>	<b>3 253</b>	<b>3 465</b>



## 4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Activités de négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	(6)	86	106	117
Augmentation (diminution) de la valeur des stocks	6	(52)	11	35
Activités de gestion des risques	(8)	(2)	(14)	(3)
Réévaluation des réserves <sup>1)</sup>	145	—	145	—
Produits financiers et produit d'intérêts	35	15	62	40
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	11	17	17	24
Variation de la valeur des engagements relatifs à la capacité pipelinère et autres	20	2	11	26
	<b>203</b>	<b>66</b>	<b>338</b>	<b>239</b>

1) Autres produits de 145 M\$ (32 M\$ après impôt) liés à la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole à recevoir relativement à 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 une perte de valeur après impôt de 223 M\$ pour le deuxième trimestre de 2014 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 de la façon initialement prévue.

### Exploration et production

#### Libye

Pour le deuxième trimestre de 2014, 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\$).

En raison de l'interruption de sa production découlant de la fermeture prolongée 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. 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.

La valeur comptable résiduelle des actifs nets de la Société en Libye au 30 juin 2014 était d'environ 300 M\$.

## 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		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	9	10	27	31
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	227	47	328	67
	236	57	355	98

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

Le 21 février 2014, la Société a modifié son offre publique de rachat dans le cours normal des activités lancée le 5 août 2013 (l'« offre publique de rachat de 2013 ») pour permettre le rachat d'un montant supplémentaire de 1,0 G\$ de ses actions ordinaires. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2013, la Société est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 2,8 G\$ entre le 5 août 2013 et le 4 août 2014. Au 30 juin 2014, la Société avait racheté un total de 41,3 millions d'actions ordinaires, pour une contrepartie totale de 1,5 G\$.

En juillet 2014, la Bourse de Toronto a accepté un avis de la Société lui annonçant son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2014 ») afin de poursuivre l'achat d'actions, en vertu de son programme de rachat précédemment annoncé, par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis stipule que Suncor peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à 1,1 G\$ de ses actions ordinaires, du 5 août 2014 au 4 août 2015.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
<b>Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)</b>				
Actions rachetées	<b>6 465</b>	9 666	<b>16 919</b>	22 506
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	<b>85</b>	127	<b>222</b>	295
Résultats non distribués	<b>186</b>	167	<b>433</b>	404
Coût des rachats d'actions	<b>271</b>	294	<b>655</b>	699

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 juin 2014	31 déc. 2013
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	<b>61</b>	108
Résultats non distribués	<b>149</b>	198
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	<b>210</b>	306

## 8. (PRODUITS) CHARGES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Intérêts sur la dette	<b>179</b>	172	<b>362</b>	349
Intérêts incorporés à l'actif	<b>(113)</b>	(104)	<b>(221)</b>	(200)
Charge d'intérêts	<b>66</b>	68	<b>141</b>	149
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	<b>12</b>	17	<b>26</b>	34
Charge de désactualisation	<b>51</b>	50	<b>102</b>	98
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	<b>(326)</b>	290	<b>31</b>	458
Écarts de change et autres	<b>39</b>	20	<b>13</b>	35
	<b>(158)</b>	445	<b>313</b>	774

## 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 un avis officiel 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 croit 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 de 460 M\$ à l'ARC (50 % du montant réclamé aux termes de l'avis de nouvelle cotation). La Société prévoit également recevoir, au second semestre de 2014, des avis de nouvelle cotation d'autorités fiscales provinciales d'un montant d'environ 280 M\$ relativement à cette question.

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\$.

## 10. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2014	30 juin 2013	2014	30 juin 2013
Résultat net	211	680	1 696	1 774
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions <sup>1)</sup>	—	—	—	(10)
Résultat net – dilué	211	680	1 696	1 764
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 468	1 506	1 470	1 512
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	4	1	3	2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 472	1 507	1 473	1 514
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	0,14	0,45	1,15	1,17
Résultat dilué par action	0,14	0,45	1,15	1,17

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 semestre clos le 30 juin 2013.

## 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 juin 2014, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	314	35	—	349
Dettes	(384)	(47)	—	(431)
	(70)	(12)	—	(82)

Au deuxième 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.

Au 30 juin 2014, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 9,6 G\$ (9,6 G\$ au 31 décembre 2013) et sa juste valeur, à 11,7 G\$ (11,2 G\$ au 31 décembre 2013). La juste valeur

estimation de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché, considérés comme étant des données d'évaluation à la juste valeur de niveau 2.

## 12. PROJET D'USINE DE VALORISATION VOYAGEUR

Le 27 mars 2013, la Société a acquis la participation de Total E&P Canada Ltd. 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 générerait 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)

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

La juste valeur attribuée aux immobilisations corporelles 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\$.

## 13. VENTE DES ACTIVITÉS LIÉES AU GAZ NATUREL

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.

## **14. ENGAGEMENTS**

Au cours du semestre clos le 30 juin 2014, la Société a pris de nouveaux engagements, dont la valeur totalise environ 1,1 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.

## **15. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE**

Le 17 juillet 2014, la Société, dans le cadre des activités du secteur Raffinage et commercialisation, a finalisé l'acquisition d'activités liées à l'extraction de soufre pour un prix d'achat de 120 M\$, sous réserve d'ajustements de clôture.

Le 30 juillet 2014, le conseil d'administration de la Société a approuvé une hausse du dividende trimestriel de la Société, lequel sera porté à 0,28 \$ par action ordinaire à compter du troisième trimestre de 2014.



# SOMMAIRE TRIMESTRIEL DE LA PRODUCTION ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

		Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de douze mois
	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	30 juin 2014	30 juin 2013	close le 31 déc. 2013
<b>Sables pétrolifères</b>								
Production totale (kb/j)	403,1	424,4	446,5	423,6	309,4	413,5	349,0	392,5
<b>Secteur Sables pétrolifères</b>								
<b>Volumes de production (kb/j)</b>								
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	276,2	312,2	301,5	299,0	220,6	293,9	264,3	282,6
Bitume non valorisé	102,6	77,1	108,1	97,4	56,0	89,9	52,7	77,9
Production du secteur Sables pétrolifères	378,8	389,3	409,6	396,4	276,6	383,8	317,0	360,5
<b>Production de bitume (kb/j)</b>								
Production minière	256,1	290,6	317,4	299,9	181,0	273,2	229,7	269,8
Activités <i>in situ</i> – Firebag	172,4	164,1	154,1	152,7	129,3	168,3	133,1	143,4
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	27,4	23,0	28,3	29,2	28,2	25,2	28,3	28,5
Total de la production de bitume	455,9	477,7	499,8	481,8	338,5	466,7	391,1	441,7
<b>Ventes (kb/j)</b>								
Brut léger peu sulfureux	107,7	123,0	103,2	99,0	51,0	115,3	81,6	91,5
Diesel	25,1	31,7	27,5	28,6	28,7	28,3	19,0	23,5
Brut léger sulfureux	139,9	167,8	166,1	159,9	147,9	153,8	169,1	166,0
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	272,7	322,5	296,8	287,5	227,6	297,4	269,7	281,0
Bitume non valorisé	107,4	70,3	115,0	84,3	56,4	89,0	51,8	76,0
<b>Total des ventes</b>	<b>380,1</b>	<b>392,8</b>	<b>411,8</b>	<b>371,8</b>	<b>284,0</b>	<b>386,4</b>	<b>321,5</b>	<b>357,0</b>
<b>Prix de vente moyen<sup>1)</sup> (\$/b)</b>								
Brut léger peu sulfureux	112,69	106,15	88,06	110,80	99,45	109,20	97,32	97,98
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	89,96	87,92	66,15	93,92	80,79	88,96	76,14	77,62
Moyenne	96,40	93,63	71,64	98,42	84,14	95,00	81,52	82,83
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>2)</sup> (\$/b)</b>								
Charges décaissées	30,05	30,65	33,90	30,30	42,75	30,40	36,70	34,10
Gaz naturel	4,05	4,95	2,95	2,30	3,80	4,50	3,25	2,90
	34,10	35,60	36,85	32,60	46,55	34,90	39,95	37,00
<b>Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> seulement<sup>2)</sup> (\$/b)</b>								
Charges décaissées	11,15	11,50	12,05	11,00	10,90	11,35	11,10	11,35
Gaz naturel	6,65	8,40	5,45	4,15	5,80	7,45	5,60	5,15
	17,80	19,90	17,50	15,15	16,70	18,80	16,70	16,50
<b>Syncrude</b>								
Production (kb/j)	24,3	35,1	36,9	27,2	32,8	29,7	32,0	32,0
Prix de vente moyen <sup>1)</sup> (\$/b)	111,89	105,93	92,26	113,57	100,92	108,38	98,30	99,82
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>2)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	61,65	44,25	38,20	48,90	40,95	51,45	40,75	41,75
Gaz naturel	2,80	2,75	1,45	1,25	1,50	2,80	1,55	1,45
	64,45	47,00	39,65	50,15	42,45	54,25	42,30	43,20

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



# SOMMAIRE TRIMESTRIEL DE LA PRODUCTION ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Exploration et production	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de douze mois	
	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	30 juin 2014	close le 31 déc. 2013	
<b>Production totale (kbep/j)</b>	<b>115,3</b>	120,9	111,6	171,4	190,7	<b>118,1</b>	198,8	169,9
<b>Volumes de production</b>								
Exploration et production – Canada								
<i>Côte Est du Canada</i>								
Terre-Neuve (kb/j)	15,2	18,2	5,6	20,5	16,8	16,7	15,5	14,2
Hibernia (kb/j)	24,2	25,2	25,8	28,8	25,7	24,7	26,7	27,1
White Rose (kb/j)	16,1	16,5	14,9	13,1	15,3	16,3	15,9	14,9
<i>Amérique du Nord (activités terrestres)</i>								
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	1,1	1,2	1,6	5,8	6,2	1,2	6,9	5,3
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	21	18	17	238	251	19,7	257	192
	60,1	64,2	50,8	107,9	105,9	62,2	107,8	93,5
Exploration et production – International								
Buzzard (kbep/j)	54,3	56,5	59,8	50,4	57,8	55,4	56,6	55,8
Libye (kb/j)	0,9	0,2	1,0	13,1	27,0	0,5	34,4	20,6
	55,2	56,7	60,8	63,5	84,8	55,9	91,0	76,4
<b>Revenus nets</b>								
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>								
Prix moyen obtenu	122,04	121,53	118,83	118,24	105,83	121,78	110,08	114,25
Redevances	(34,78)	(34,41)	(32,77)	(30,23)	(23,70)	(34,59)	(25,16)	(28,16)
Frais de transport	(1,60)	(1,91)	(2,35)	(1,30)	(2,15)	(1,76)	(1,96)	(1,86)
Charges d'exploitation	(12,28)	(10,14)	(15,90)	(9,46)	(11,44)	(11,18)	(10,25)	(11,21)
Revenus d'exploitation nets	73,38	75,07	67,81	77,25	68,54	74,25	72,71	73,02
<i>Buzzard (\$/bep)</i>								
Prix moyen obtenu	116,43	114,40	111,43	113,30	102,17	115,40	107,60	109,95
Frais de transport	(2,80)	(2,85)	(2,90)	(2,30)	(2,40)	(2,83)	(2,40)	(2,51)
Charges d'exploitation	(5,73)	(5,77)	(4,94)	(7,64)	(6,29)	(5,75)	(6,05)	(5,94)
Revenus d'exploitation nets	107,90	105,78	103,59	103,36	93,48	106,82	99,15	101,50
<i>Libye (\$/b)***</i>								
Prix moyen obtenu	—	—	—	—	104,62	—	108,30	108,30
Redevances	—	—	—	—	(79,56)	—	(56,70)	(56,70)
Frais de transport	—	—	—	—	(0,41)	—	(0,36)	(0,36)
Charges d'exploitation	—	—	—	—	(3,47)	—	(3,39)	(3,39)
Revenus d'exploitation nets	—	—	—	—	21,18	—	47,85	47,85

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

# SOMMAIRE TRIMESTRIEL DE LA PRODUCTION ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de douze mois	
	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	30 juin 2013	close le 31 déc. 2013	
<b>Raffinage et commercialisation</b>								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	515,9	515,3	528,2	568,6	532,1	515,7	537,2	542,9
Pétrole brut traité (kb/j)	391,1	442,0	419,0	448,8	414,5	416,3	428,7	431,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	85	96	91	98	90	90	93	94
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>								
Carburants de transport								
Essence	120,9	118,5	120,1	125,2	96,9	119,7	109,4	116,0
Distillats	76,4	84,8	81,6	76,1	113,8	80,6	99,4	89,1
Total des ventes de carburants de transport	197,3	203,3	201,7	201,3	210,7	200,3	208,8	205,1
Produits pétrochimiques								
Asphalte	13,1	10,2	14,9	25,8	13,8	11,6	12,0	16,2
Autres	30,6	30,1	19,5	27,7	32,7	30,4	32,7	28,3
Total des ventes de produits raffinés	253,0	255,9	248,9	266,1	272,3	254,5	266,7	262,2
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	185,5	210,3	182,4	206,9	212,1	197,8	208,9	201,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	84	95	82	93	96	89	94	91
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>								
Carburants de transport								
Essence	123,6	112,2	131,3	139,6	128,3	117,9	127,1	131,4
Distillats	105,0	122,3	121,7	129,6	102,5	113,6	115,7	120,7
Total des ventes de carburants de transport	228,6	234,5	253,0	269,2	230,8	231,5	242,8	252,1
Asphalte	9,7	8,7	11,8	14,4	12,0	9,2	10,7	11,8
Autres	24,6	16,2	14,5	18,9	17,0	20,5	17,0	16,8
Total des ventes de produits raffinés	262,9	259,4	279,3	302,5	259,8	261,2	270,5	280,7
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	205,6	231,7	236,6	241,9	202,4	218,5	219,8	229,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	86	97	99	102	85	91	92	96

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

# SOMMAIRE TRIMESTRIEL DE LA PRODUCTION ET 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 pétroliers, ne sont pas prescrites par les PCGR. Suncor inclut ces mesures financières afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour analyser la performance opérationnelle, le niveau d'endettement et la liquidité. 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 pétroliers, 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 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 de activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.
- \*\* En date du 1<sup>er</sup> 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.
- \*\*\* Depuis le deuxième trimestre de 2013, aucune vente n'a été enregistrée en Libye, car aucun chargement n'a été réalisé au cours de la période en raison de l'agitation politique.

## Abréviations

b	–	baril
kb/j	–	milliers de barils par jour
kpi <sup>3</sup>	–	milliers de pieds cubes
kpi <sup>3</sup> e	–	milliers de pieds cubes équivalent
Mpi <sup>3</sup> /j	–	millions de pieds cubes par jour
Mpi <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> /j	–	mètres cubes par jour

## Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc. 1 m<sup>3</sup> (mètre cube) = environ 6,29 barils



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

[suncor.com](http://suncor.com)