DEUXIÈME TRIMESTRE 2013
Rapport aux actionnaires pour la période close le 30 juin 2013

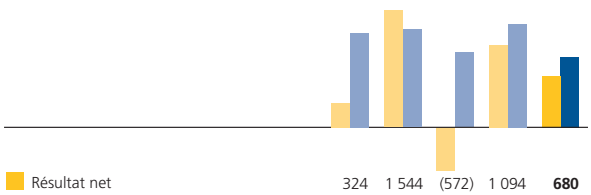
Résultats du deuxième trimestre de Suncor Énergie

Toute l'information financière est non auditée 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 n'ont pas de définition normalisée prescrite 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 31 juillet 2013. Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans Syncrude.

« Le modèle d'affaires intégré de Suncor a permis une fois de plus à la Société de générer de solides flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles durant le trimestre », a déclaré le président et chef de la direction de Suncor, Steve Williams. « Je suis fier de notre équipe, qui a mené à bien, en toute sécurité, une série de travaux de maintenance planifiés et coordonnés à nos installations et a réalisé bon nombre de projets visant à accroître notre capacité de transport et notre accès au marché. Ces activités ont permis de rendre nos actifs plus forts et plus souples, ce qui nous permet d'anticiper d'excellents résultats. »

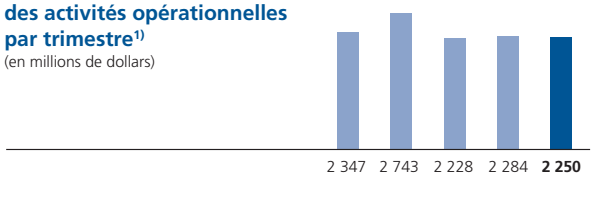
- Résultat opérationnel[1)] de 934 M$ (0,62 $ par action ordinaire) et résultat net de 680 M$ (0,45 $ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles[1)] de 2,250 G$ (1,49 $ par action ordinaire).
- Production trimestrielle de 276 600 barils par jour (b/j) pour le secteur Sables pétrolifères, ce qui rend compte de l'incidence de la révision à l'usine de valorisation 1 et d'arrêts non planifiés survenus aux installations de tiers au cours du trimestre.
- Réalisation de travaux de maintenance à l'usine de valorisation 1, à l'installation Firebag et à la raffinerie d'Edmonton, planifiés et exécutés de manière à en limiter les répercussions sur l'exploitation intégrée de Suncor. La Société est passée à un cycle de révision de cinq ans dans le secteur Sables pétrolifères et prévoit que la prochaine révision générale aura lieu en 2016 à l'usine de valorisation 2.
- Progrès importants en ce qui concerne l'accroissement de notre capacité de transport à partir de la région de Fort McMurray et l'obtention de l'accès aux marchés mondiaux, tant pour la production actuelle qu'en prévision de la croissance future.

Résultat par trimestre
(en millions de dollars)



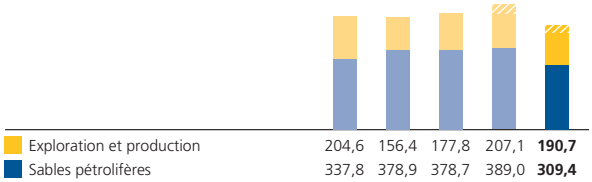
	2012 T2	2012 T3	2012 T4	2013 T1	**2013 T2**
Résultat net	324	1 544	(572)	1 094	**680**
Résultat opérationnel	1 249	1 292	990	1 367	**934**

Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles par trimestre[1)]
(en millions de dollars)



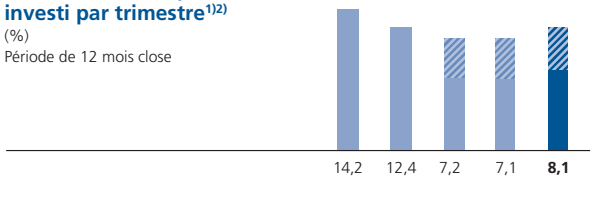
2012 T2	2012 T3	2012 T4	2013 T1	**2013 T2**
2 347	2 743	2 228	2 284	**2 250**

Production par trimestre[3)]
(en milliers de bep/j)



	2012 T2	2012 T3	2012 T4	2013 T1	**2013 T2**
Exploration et production	204,6	156,4	177,8	207,1	**190,7**
Sables pétrolifères	337,8	378,9	378,7	389,0	**309,4**
Total	542,4	535,3	556,5	596,1	**500,1**

Rendement du capital investi par trimestre[1)2)]
(%)
Période de 12 mois close



2012 T2	2012 T3	2012 T4	2013 T1	**2013 T2**
14,2	12,4	7,2	7,1	**8,1**

1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat net et du résultat opérationnel est présenté à la page 5. Le rendement du capital investi (RCI) ne tient pas compte des coûts inscrits à l'actif au titre des projets d'envergure en cours.

2) Compte non tenu de l'incidence des charges se rapportant au projet de l'usine de valorisation Voyageur, le RCI se serait établi à 12,5 % pour le deuxième trimestre de 2013 (11,5 % pour le premier trimestre de 2013 et 11,4 % pour le quatrième trimestre de 2012).

3) La production du premier et du deuxième trimestres de 2013 tient compte d'une production de 45 200 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) et de 43 000 bep/j, respectivement, tirée des actifs détenus en vue de la vente du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Résultats financiers

Suncor Énergie Inc. a inscrit un résultat opérationnel de 934 M$ (0,62 $ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2013, contre 1,249 G$ (0,80 $ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2012. Des travaux de maintenance planifiés dans les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation ainsi que des contraintes de production supplémentaires dans le secteur Sables pétrolifères occasionnées par des arrêts de production non planifiés survenus aux installations de tiers, dont la fermeture préventive de pipelines de tiers à la suite des inondations dans le nord de l'Alberta, ont eu des répercussions sur les résultats opérationnels. D'autres facteurs incluent la hausse des charges opérationnelles associée à l'accroissement des actifs de production de la Société, lesquels facteurs ont été atténués par une augmentation des prix obtenus dans tous les paniers de brut du secteur Sables pétrolifères par suite de l'amenuisement des écarts de prix du pétrole brut de l'Ouest canadien.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 2,250 G$ (1,49 $ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2013, contre 2,347 G$ (1,51 $ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2012. Cette diminution s'explique principalement par les facteurs qui ont eu une incidence sur le résultat opérationnel dont il est question ci-dessus.

Le résultat net s'est établi à 680 M$ (0,45 $ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat net de 324 M$ (0,21 $ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2012, et a subi les répercussions des mêmes facteurs que ceux qui ont eu une incidence sur le résultat opérationnel. Le résultat net du deuxième trimestre de 2012 tient également compte d'une perte de valeur après impôt de 694 M$ sur les actifs syriens de la Société, contrebalancée en partie par une plus faible perte de change à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains pour le deuxième trimestre de 2012. Le RCI (sans les projets d'envergure en cours) s'est établi à 8,1 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2013, contre 14,2 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2012. Une perte de valeur après impôt de 1,487 G$ liée au projet de l'usine de valorisation Voyageur comptabilisée au quatrième trimestre de 2012, qui s'ajoute à la charge après impôt de 127 M$ comptabilisée au premier trimestre de 2013 en raison de la suspension du projet, a réduit de 4,4 % le RCI pour la période de douze mois close le 30 juin 2013.

Résultats opérationnels

La production totale en amont de Suncor s'est établie à 500 100 bep/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 542 400 bep/j au deuxième trimestre de 2012.

Les volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés en moyenne à 276 600 b/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 309 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La révision planifiée de l'usine de valorisation 1 d'une durée de sept semaines et les arrêts non planifiés aux installations de tiers ont eu une incidence sur la production du trimestre. Les arrêts aux installations de tiers ont diminué d'environ 36 000 b/j la production du trimestre. L'arrêt d'une unité de cogénération de tiers au début de mai a entraîné un arrêt de trois jours de l'usine de valorisation 2 suivi d'une période de reprise, ce qui a limité la production de pétrole brut synthétique (PBS) et restreint la disponibilité des diluants pour le mélange avec le bitume produit jusqu'au début de juin. À la fin de juin, l'arrêt préventif de pipelines de tiers à la suite des inondations dans le nord de l'Alberta a réduit davantage la production. Suncor s'est efforcée d'atténuer l'incidence de cette fermeture en utilisant la capacité de stockage existante et en continuant d'acheminer le produit au moyen du pipeline dont Suncor est le propriétaire exclusif.

« À la suite de ces événements, la production du secteur Sables pétrolifères a repris, et nous observons présentement une solide performance », s'est réjoui M. Williams. « Les niveaux de production actuels témoignent des améliorations sur le plan de la fiabilité découlant de la révision à l'usine de valorisation 1 et des progrès que nous avons accomplis quant à l'accroissement de notre capacité de transport, y compris l'achèvement de l'infrastructure de bitume chaud et l'augmentation de sa capacité de stockage et de sa capacité pipelinière afin de permettre l'importation de diluants ».

Conformément aux attentes de la Société, les charges opérationnelles décaissées[1)] par baril du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au deuxième trimestre de 2013. L'augmentation, de 39,00 $ par baril au deuxième trimestre de 2012 à 46,55 $ par baril, s'explique principalement par la baisse des volumes de production et l'augmentation du total des charges opérationnelles décaissées. Le total des charges opérationnelles décaissées a augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'augmentation des coûts associée à l'intensification des activités, à la hausse des prix du gaz naturel et à la multiplication des activités de maintenance aux installations d'exploitation minière. Ces facteurs ont été en partie compensés par l'avantage net de l'augmentation des ventes d'électricité et la baisse des coûts d'exploitation minière contractuelle associés à la diminution de la production des activités d'extraction.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude est passée de 28 600 b/j au deuxième trimestre de 2012 à 32 800 b/j pour le deuxième trimestre de 2013. L'augmentation de la production au deuxième trimestre de 2013 est essentiellement attribuable à des travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux mois au cours du deuxième trimestre de 2012. Le trimestre écoulé a souffert des arrêts non planifiés d'une chaudière, qui ont nécessité la fermeture de l'un des trois cokeurs. Par conséquent, il a été convenu de devancer au début de juin les travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines qui étaient prévus pour le deuxième semestre de 2013.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée à 190 700 bep/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 204 600 bep/j au deuxième trimestre de 2012. Cette baisse de la production est essentiellement attribuable à la baisse de la production en Libye, compensée partiellement par une hausse de la production à White Rose et Terra Nova en raison de programmes de maintenance planifiés hors station au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production en Libye est revenue à la normale en juillet après qu'un puits a été fermé durant tout le deuxième trimestre afin de favoriser l'établissement de mesures de sécurité au puits. À la fin de juillet, la situation de la main d'œuvre a commencé à avoir des répercussions sur les activités liées aux terminaux, ce qui peut réduire la production et les chargements au cours du troisième trimestre de 2013. Suncor continue de surveiller de près ses activités de production et d'exploration pendant que le pays poursuit sa difficile transition vers un environnement plus stable. L'exercice de ses activités en Libye en toute sécurité demeure la préoccupation première de Suncor. Au cours du trimestre, une inspection de routine des installations de Terra Nova a révélé qu'une des neuf chaînes de mouillage était endommagée. Ainsi, la Société a prolongé les travaux de maintenance déjà planifiés de quatre à onze semaines afin de réparer la chaîne de mouillage et d'effectuer des travaux de maintenance préventifs sur les huit autres chaînes. La production de Terra Nova sera interrompue durant la période de maintenance, qui devrait débuter en septembre.

Dans le secteur Raffinage et commercialisation de la Société, la production de pétrole brut des raffineries a totalisé en moyenne 414 500 b/j au deuxième trimestre de 2013, contre 427 200 b/j au deuxième trimestre de 2012, ce qui a entraîné un taux d'utilisation total des raffineries qui s'est établi à 90 % et à 94 %, respectivement. Le recul du taux d'utilisation des raffineries s'explique principalement par la baisse de l'utilisation de la raffinerie d'Edmonton, compensée en partie par des taux d'utilisation plus élevés dans toutes les autres raffineries. À la raffinerie d'Edmonton, la Société a réalisé des travaux de maintenance planifiés de quatre semaines visant le train de pétrole brut lourd sulfureux et des travaux de maintenance non planifiés de la ligne principale de gaz brûlé à la torche. Tous les travaux de maintenance à la raffinerie d'Edmonton étaient achevés à la fin de mai.

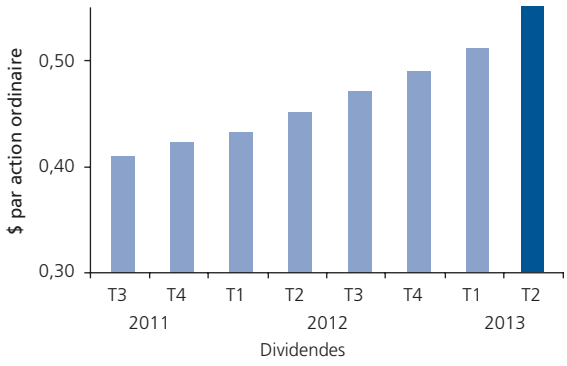
Mise à jour concernant notre stratégie

La Société répartit ses dépenses en immobilisations conformément à des objectifs précis, assurant le maintien d'activités fiables et durables, à investir dans une croissance rentable et à procurer d'excellents rendements à ses actionnaires sous forme de dividendes et de rachats d'actions. Suncor a continué d'offrir une valeur ajoutée aux actionnaires en versant 302 M$ en dividendes (0,20 $ par action ordinaire) et en rachetant des actions d'une valeur de 294 M$ au deuxième trimestre de 2013.

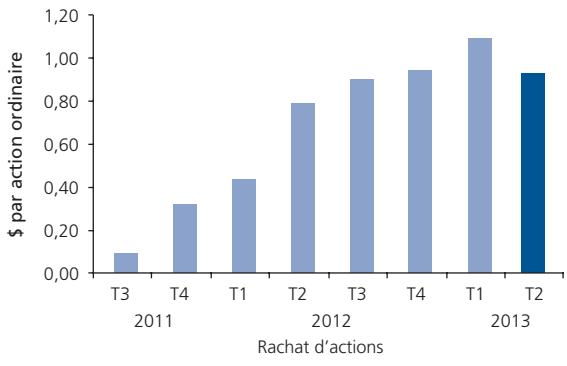
1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

Redistribution de liquidités aux actionnaires

(d'après la somme des montants par action trimestriels, pour la période de 12 mois continus close)



Dividendes



Rachat d'actions

Investir dans l'intégration et l'accès au marché

Le modèle intégré de Suncor a permis à la Société, grâce à ses activités de raffinage, d'obtenir des prix fondés sur le prix du Brent pour la majeure partie de la production de son secteur Sables pétrolifères. Alors que la production en amont de Suncor ne cesse de s'accroître, l'amélioration de l'intégration des activités et l'accès au marché de la Société sont essentiels à la souplesse de l'exploitation et à l'optimisation de la rentabilité.

Suncor poursuit ses activités visant l'accroissement de l'accès aux marchés côtiers du Canada et des États-Unis. La Société prévoit commencer le transport de pétrole brut vers la côte américaine du golfe du Mexique sur le pipeline Keystone South, d'ici le début de 2014. Au cours du trimestre, la Société a accompli des progrès importants dans des projets visant le transport de pétrole brut provenant de l'intérieur du continent vers sa raffinerie de Montréal d'ici la fin de 2013.

« Avec notre capacité de transport actuelle et prévue de plus de 600 000 b/j, nous sommes positionnés stratégiquement pour obtenir des prix mondiaux sur notre production actuelle et celle découlant de notre croissance future, a souligné M. Williams. « Notre modèle intégré, combiné aux ententes de transport que nous avons conclues et aux progrès que nous avons réalisés quant au développement de nos infrastructures, nous met à l'abri d'une grande partie des difficultés d'accès au marché auxquelles notre industrie est confrontée. En conséquence, nous avons une grande souplesse sur le plan de l'exploitation, ce qui nous permet de tirer parti des occasions offertes par le marché dès qu'elles se présentent. »

Activités du secteur Sables pétrolifères

Investir dans des activités fiables et durables demeure une priorité. Au cours du trimestre, la Société a achevé sa révision planifiée de l'usine de valorisation 1 d'une durée de sept semaines, qui est censée améliorer la fiabilité et contribuer aux cibles globales de rendement de l'usine de valorisation. La Société a également achevé les travaux de maintenance planifiés d'une durée de 14 semaines aux unités d'hydrogène et d'hydrotraitement de l'usine de valorisation 1. Des travaux de maintenance planifiés de quatre à cinq semaines à la tour de fractionnement sous vide de l'usine de valorisation 2 sont prévus au troisième trimestre de 2013. Les progrès accomplis par la Société en ce qui concerne l'excellence opérationnelle ont permis à Suncor de passer à un cycle de révision de cinq ans de l'usine de valorisation, et la prochaine révision générale devrait avoir lieu en 2016 à l'usine de valorisation 2.

La Société continue de faire progresser des projets qui favoriseront la croissance au moyen d'investissements à faible coût dans l'optimisation d'actifs existants, notamment des projets de désengorgement dans le cadre de ses activités de base des sables pétrolifères et de ses activités *in situ*, ainsi que des expansions des activités *in situ*. Collectivement, ces projets

devraient entraîner une hausse progressive de la production d'environ 100 000 b/j au cours des cinq prochaines années. L'un des premiers projets devrait accroître la capacité de production des installations de MacKay River d'environ 20 % au cours des deux prochaines années pour une capacité totale de 38 000 b/j. Pour soutenir encore davantage cette stratégie, la Société a continué 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 devrait être de 20 000 b/j environ et la production de pétrole devrait commencer en 2017.

Suncor a accompli d'excellents progrès en ce qui concerne l'accroissement de la capacité de transport grâce à l'achèvement de la construction d'infrastructures de traitement du bitume chaud, notamment d'un pipeline isolé destiné au transport du bitume de Firebag au terminal Athabasca de Suncor et des installations de refroidissement et de mélange du bitume connexes. La Société s'est également assurée de pouvoir compter sur la capacité de plusieurs pipelines et réservoirs de stockage pour importer jusqu'à 20 000 b/j de diluant. Ces actifs sont entrés en service en juillet, ce qui a permis l'accroissement continu de la production de Firebag et le transport de volumes accrus de bitume à partir de la région de Fort McMurray. L'achèvement de ces actifs a élargi la capacité de production, procuré à la Société une souplesse accrue sur le plan de l'exploitation et devrait optimiser la composition de ses ventes à l'avenir.

Coentreprises de Sables pétrolifères

La Société prévoit présenter le projet Fort Hills aux copropriétaires du projet en vue de l'obtention d'une décision concernant l'autorisation des dépenses au cours du quatrième trimestre de 2013. Les dépenses en immobilisations pour le deuxième trimestre de 2013 ont continué de porter principalement sur la conception de plans techniques, la préparation du site et les activités liées à l'approvisionnement d'éléments à long délai de livraison. En ce qui concerne la zone d'exploitation minière de Joslyn, Suncor et les copropriétaires du projet continuent de concentrer leurs efforts sur la conception technique et les travaux réglementaires de la zone d'exploitation minière de Joslyn et comptent fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses dès qu'une date se précisera.

Exploration et production

Le 15 avril 2013, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente en vue de vendre une part importante de ses activités de gaz naturel dans l'Ouest canadien pour 1 G$, sous réserve des ajustements de clôture en fonction des facteurs économiques, avec prise d'effet le 1er janvier 2013. La clôture de la transaction, qui devrait avoir lieu au cours du troisième trimestre de 2013, est assujettie à des conditions de clôture et à l'obtention des approbations réglementaires. La Société prévoit comptabiliser un profit à la clôture de cette transaction. Pour le deuxième trimestre de 2013, la production de ces actifs s'est établie à 43 000 bep/j, le gaz naturel représentant 90 % de cette production. Le résultat net et les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles de ces actifs se sont respectivement établis à environ 26 M$ et 33 M$ pour le deuxième trimestre de 2013. Cette transaction exclut la majeure partie des biens gaziers non conventionnels de Suncor dans la région de Kobes, en Colombie-Britannique, et de ses actifs pétroliers non conventionnels dans la région de Wilson Creek, au centre de l'Alberta.

Le projet Golden Eagle a franchi une étape majeure au cours du trimestre avec l'installation du treillis de tête de puits à l'emplacement du puits. La conception d'installations de surface et d'installations sous-marines est achevée, et les premiers barils de pétrole seront livrés à la fin de 2014 ou au début de 2015. À Hebron, les travaux d'ingénierie détaillés et la construction de la structure gravitaire se sont poursuivis et la fabrication d'installations de surface a commencé au deuxième trimestre de 2013, les premiers barils de pétrole étant attendus en 2017. Les travaux d'ingénierie détaillés et les activités d'approvisionnement se sont poursuivis pour les projets d'extension sud d'Hibernia et de White Rose.

Rapprochement du résultat opérationnel[1)]

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	2012	Semestres clos les 30 juin 2013	2012
Résultat net présenté	**680**	324	**1 774**	1 770
Perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	**254**	143	**400**	15
Incidence nette de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur[2)]	**—**	—	**127**	—
Pertes de valeur et sorties[3)]	**—**	694	**—**	694
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé[4)]	**—**	88	**—**	88
Résultat opérationnel	**934**	1 249	**2 301**	2 567

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 le coût prévu de la suspension du projet, y compris les coûts liés au démantèlement et à la remise en état du site Voyageur et aux annulations de contrats.

3) Reflète les pertes de valeur et les sorties d'actifs en Syrie.

4) Rend compte de l'élimination de la réduction prévue du taux d'imposition des sociétés en Ontario.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé certains éléments des prévisions qu'elle avait publiées le 29 avril 2013. Les principaux changements apportés aux prévisions de la Société comprennent ce qui suit :

- La fourchette prévisionnelle de la charge d'impôt exigible a été ajustée pour passer de 1,500 G$ – 1,700 G$ à 1,800 G$ – 2,100 G$, principalement en raison de la révision à la hausse des hypothèses sur les prix obtenus pour le deuxième semestre de 2013.
- Les perspectives relatives aux dépenses en immobilisations ont été revues à la baisse, soit de 7,300 G$ à 7,000 G$, en raison d'une hiérarchisation des priorités des projets qui a entraîné le report de dépenses dans tous les secteurs de la Société et d'une révision à la baisse des estimations de coûts découlant de l'optimisation de l'étendue des travaux et d'une gestion rigoureuse des capitaux.

Dépenses en immobilisations[1)2)]

(en millions de dollars)	Perspectives pour l'exercice 2013 au 29 avril 2013 Maintien	Croissance	**Total**	Perspectives pour l'exercice 2013 revisées au 31 juillet 2013 Maintien	Croissance	**Total**
Sables pétrolifères	2 960	1 235	**4 195**	2 860	1 305	**4 165**
Sables pétrolifères	*2 540*	*570*	***3 110***	*2 470*	*535*	***3 005***
Coentreprises des Sables pétrolifères	*420*	*665*	***1 085***	*390*	*770*	***1 160***
Exploration et production	205	1 640	**1 845**	215	1 405	**1 620**
Raffinage et commercialisation	670	60	**730**	700	150	**850**
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	155	375	**530**	95	270	**365**
	3 990	3 310	**7 300**	3 870	3 130	**7 000**

1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte d'intérêts de 350 M$ à 450 M$ incorporés au coût de l'actif.

2) Les dépenses en immobilisations de maintien et les dépenses en immobilisations de croissance sont définies à la rubrique « Mises à jour des dépenses en immobilisations » du rapport de gestion. Les dépenses en immobilisations attribuées au secteur Siège social comprennent une réserve destinée aux dépenses de croissance de 100 M$ devant être répartie entre les secteurs de la Société au gré de la direction

Certaines hypothèses sous-jacentes aux prévisions ont également été revues tel qu'il est expliqué ci-après. Se reporter au site Web de la Société, à l'adresse www.suncor.com/guidance-fr, pour connaître les prévisions complètes de Suncor pour 2013.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Afin de rapprocher les renouvellements futurs des offres publiques de rachat dans le cours normal des activités de Suncor auprès de la Bourse de Toronto (la « TSX ») de la publication des résultats trimestriels de Suncor, la TSX approuvé aujourd'hui la demande de Suncor visant à annuler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités existante (« offre publique de rachat de 2012 ») à la clôture des marchés le 2 août 2013, et à lancer une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre publique de rachat de 2013 ») par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. La demande prévoit que Suncor peut racheter aux fins d'annulation une tranche d'une valeur d'au plus 1,8 G$ de ses actions ordinaires entre le 5 août 2013 (ou, si les actions sont rachetées à la TSX, le 6 août 2013 compte tenu du jour férié) et le 4 août 2014.

Le nombre réel d'actions ordinaires pouvant être rachetées et le moment de tout tel rachat seront déterminés par Suncor. Suncor est d'avis que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions représente une occasion de placement intéressante qui sert au mieux les intérêts de la Société et de ses actionnaires.

Entre le 29 juillet 2012 et le 29 juillet 2013, Suncor a racheté avec succès pour environ 1,3 G$ d'actions ordinaires (41 342 400), à un cours pondéré moyen de 31,67 $ par action ordinaire. Au 29 juillet 2013, le nombre d'actions ordinaires émises et en circulation de Suncor s'élevait à 1 501 033 171. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2013, Suncor a convenu de na pas racheter plus de 66 414 828 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 4 % du flottant d'actions ordinaires émises et en circulation de Suncor.

Dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2013, la TSX a aussi autorisé Suncor à émettre à l'occasion des options de vente en faveur d'une institution financière canadienne. Les options émises dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2013 confèreront à l'acheteur, à la date d'expiration des options visées, le droit de vendre à Suncor un nombre déterminé d'actions ordinaires de Suncor aux fins d'annulation à un prix convenu à la date d'émission des options. Suncor recevra une prime pour chaque option émise. Le prix d'exercice que versera Suncor au moment de l'exercice d'une option ne dépassera pas le cours de marché applicable des actions ordinaires de Suncor le jour de l'émission de l'option, majoré du montant de la prime reçue par Suncor pour l'option. Le nombre d'options émises, de même que le prix d'exercice, les dates d'expiration et les primes de chaque option seront négociés par Suncor et l'institution financière, et ils seront assujettis aux limites de l'offre publique de rachat établies par la TSX. Toutes les options expireront au plus tard le 19 septembre 2013. Les actions ordinaires de Suncor visées par les options de vente doivent être achetées par l'intermédiaire de la TSX, conformément aux restrictions de négociation de la TSX à l'égard des achats en vertu de l'offre publique de rachat de 2013.

Sous réserve de l'exemption au titre d'achat de bloc d'actions dont dispose Suncor pour les achats sur le marché libre courant en vertu de l'offre publique de rachat de 2013, Suncor et l'institution financière limiteront les achats quotidiens d'actions ordinaires de Suncor à la TSX dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2013 et les activités liées aux options de vente à au plus 25 % (915 214 actions ordinaires) du volume moyen des transactions quotidiennes des actions ordinaires de Suncor à la TSX au cours de n'importe quel jour de bourse.

À l'avenir, Suncor peut conclure un plan d'achat d'actions automatique à l'égard des rachats faits dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2013.

Mises en garde, hypothèses et facteurs de risque

Les rubriques « Mise à jour concernant notre stratégie » et « Prévisions de la Société » présentées précédemment renferment de l'information de nature prospective, y compris l'information présentée dans les énoncés prospectifs du rapport de gestion et ce qui suit :

- *Le fait que la Société prévoit une capacité de transport de plus de 600 000 b/j et que cette capacité permettra à la Société d'obtenir des prix mondiaux sur sa production actuelle et sur celle découlant de sa croissance future;*
- *Les prévisions de la Société selon lesquelles des projets de désengorgement dans le cadre de ses activités de base des sables pétrolifères et de ses activités in situ, ainsi que des expansions des activités in situ, devraient entraîner une hausse progressive de la production d'environ 100 000 b/j au cours des cinq prochaines années;*
- *Le fait que la Société prévoit travailler en vue de l'obtention en 2014 d'une décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissemetn de MacKay, dont, selon les prévisions de la Société, la capacité nominale devrait être de 20 000 b/j environ et la production de pétrole devrait commencer en 2017;*
- *Les prévisions de la Société selon lesquelles elle devrait comptabiliser un profit à la clôture de la transaction en vue de vendre une part importante de ses activités de gaz naturel.*

Les énoncés prospectifs font intervenir plusieurs risques et incertitudes, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor, notamment ceux énoncés ci-dessous et à la rubrique « Énoncés prospectifs » du rapport de gestion.

Les prévisions de Suncor sont fondées sur les hypothèses suivantes relativement aux prix des produits de base : pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing de 93,00 $ US le baril (« b »); Brent, Sullom Voe de 100,00 $ US/b; et Western Canadian Select à Hardisty de 73,00 $ US le baril. En outre, les prévisions sont fondées sur l'hypothèse d'un prix du gaz naturel (AECO – C Spot) de 3,35 $ CA par gigajoule et un taux de change ($ US/$ CA) de 0,96 $. Les hypothèses ayant servi à l'établissement des perspectives de production du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour 2013 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui devraient, selon la Société, réduire la maintenance non planifiée pour le reste de 2013. Les hypothèses ayant servi à l'établissement des perspectives de production du secteur Exploration et production pour 2013 incluent celles ayant trait au rendement des gisements, aux résultats de forage et à la fiabilité des installations. Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les prévisions de Suncor pour 2013 incluent, sans toutefois s'y limiter, les suivantes :

- *Approvisionnement en bitume. L'approvisionnement en bitume pourrait varier selon les travaux de maintenance non planifiés devant être effectués à l'égard du matériel minier et des usines d'extraction, la qualité du minerai de bitume, le stockage des résidus et le rendement des réservoirs in situ.*
- *Accessibilité de l'infrastructure. Un certain nombre de nouveaux projets d'infrastructure de stockage et de distribution sont en cours ou mis en service et devraient, selon la Société, soutenir la croissance des activités du secteur Sables pétrolifères. Le moment de l'achèvement et de l'intégration de ces projets aux activités existantes, qui est en partie hors du contrôle direct de la Société, pourrait influer sur la production.*
- *Le rendement des installations ou des plateformes de puits nouvellement mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage de nouveaux équipements sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des travaux de maintenance non planifiés. Les taux de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux du secteur Sables pétrolifères sont tributaires de la réussite de l'exploitation des unités d'hydrogène et d'hydrotraitement. Les taux de production de bitume sont tributaires de la réussite de l'accroissement de la production à la quatrième phase de Firebag.*
- *Les travaux de maintenance non planifiés. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires – mines, installations de production, usines de valorisation, installations de traitement in situ, raffineries, installations de traitement du gaz naturel, pipelines ou actifs extracôtiers.*

- *Les travaux de maintenance planifiés. La production prévue, y compris la composition des produits, pourrait être défavorablement atteinte si les travaux de maintenance planifiés étaient touchés par des imprévus. Les intempéries peuvent nuire particulièrement à l'exécution réussie des activités de maintenance et au démarrage de projets liés aux actifs extracôtiers, surtout durant la saison hivernale.*
- *Le prix des marchandises. Une baisse du prix des marchandises pourrait nous forcer à revoir à la baisse nos prévisions de production ou nos projets de dépenses en immobilisations.*
- *Les activités menées à l'étranger. Les activités que Suncor exerce à l'étranger ainsi que les actifs utilisés pour les besoins de ces activités sont exposés à des risques d'ordre politique, économique et socioéconomique.*

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi³e ou en Mpi³e en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Se reporter à la rubrique « Conversion des mesures » du rapport de gestion.

RAPPORT DE GESTION

Le 31 juillet 2013

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013 ainsi qu'à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et à son rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2012 (le « rapport de gestion annuel 2012 »).

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 et les rapports annuels ainsi que la notice annuelle de Suncor datée du 1er mars 2013 (la « notice annuelle de 2012 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à www.sedar.com, à www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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

Table des matières

1. Mises en garde 10
2. Faits saillants du deuxième trimestre 13
3. Aperçu de Suncor 15
4. Information financière consolidée 17
5. Résultats sectoriels et analyse 25
6. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations 43
7. Situation financière et situation de trésorerie 46
8. Données financières trimestrielles 50
9. Autres éléments 52
10. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR 56
11. Énoncés prospectifs 61

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, et plus précisément la Norme comptable internationale 34, « Information financière intermédiaire » (« IAS 34 »), telle qu'elle a été 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 1er janvier 2013, Suncor a adopté de nouvelles normes comptables et des normes comptables révisées, qui sont décrites à la rubrique « Autres éléments » du présent rapport de gestion. Les chiffres comparatifs se rapportant aux résultats de Suncor pour 2012 ont été retraités, tandis que les chiffres comparatifs se rapportant à ses résultats de 2011 ne l'ont pas été, conformément aux dispositions transitoires respectives des nouvelles normes et des normes révisées.

À moins d'indication contraire, toute l'information financière est présentée en dollars canadiens et les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe. 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 liés aux activités opérationnelles, le rendement du capital investi (le « RCI ») et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Des rapprochements du résultat opérationnel et des charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, 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 liés aux activités opérationnelles 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.

Abréviations courantes

Une liste des abréviations utilisées dans le présent rapport de gestion est présentée ci-après :

Unités de mesure

b	barils
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
kpi^3	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi^3e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi^3	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi^3/j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi^3e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi^3e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
m^3	mètres cubes
m^3/j	mètres cubes par jour
MW	mégawatts

Lieux et devises

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
C.-B.	Colombie-Britannique
$ ou $ CA	Dollars canadiens
$ US	Dollars américains
£	Livres sterling
€	Euros

Contexte financier et commercial

T2	Trimestre clos le 30 juin
CUM	Cumul annuel
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canada Select
NYMEX	New York Mercantile Exchange

Facteurs de risque et information prospective

Les résultats financiers et opérationnels 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; la réglementation gouvernementale, notamment les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt sur le résultat; la réglementation environnementale, notamment les lois relatives aux changements climatiques et à la remise en état de sites; les risques liés à l'exercice d'activités dans des pays étrangers, notamment les risques géopolitiques et autres risques politiques; les dangers d'ordre opérationnel et autres incertitudes, y compris les conditions météorologiques exceptionnelles, les incendies, les explosions et les déversements de pétrole; les risques liés à la réalisation de projets majeurs; le risque d'atteinte à la réputation; les risques liés à l'obtention de permis, à la main-d'œuvre et à l'équipement; ainsi que les autres facteurs précisés à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Une analyse détaillée des facteurs de risque touchant la Société est présentée à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2012 de Suncor.

Le présent rapport de gestion 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 rapport de gestion 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 rapport de gestion.

Conversions des mesures

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

2. FAITS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE

- **Résultats financiers du deuxième trimestre**
  - Le résultat net consolidé s'est établi à 680 M$ pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 324 M$ pour le deuxième trimestre de 2012. Cette hausse du résultat net tient principalement à l'incidence de la comptabilisation, au deuxième trimestre de 2012, d'une charge après impôt de 694 M$ liée à la dépréciation des actifs de la Société en Syrie. Le résultat net du deuxième trimestre de 2013 reflète l'incidence d'une perte de change après impôt de 254 M$ résultant de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains, en comparaison d'une perte de 143 M$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en plus de l'incidence des autres facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.
  - Le résultat opérationnel[1)] s'est établi à 934 M$ pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 1,249 G$ pour le deuxième trimestre de 2012. Ce recul s'explique principalement par le fléchissement des volumes de production en amont et la diminution du taux d'utilisation des raffineries qu'a entraînés la réalisation d'importants travaux de maintenance planifiés et non planifiés et par les charges opérationnelles supplémentaires qui ont découlé de l'accroissement des actifs de production de la Société, partiellement compensés par l'augmentation des prix de vente obtenus par le secteur Sables pétrolifères.
  - Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles[1)] se sont chiffrés à 2,250 G$ pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 2,347 G$ pour le deuxième trimestre de 2012. Cette baisse est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.
  - Le RCI[1)] (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est établi à 8,1 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2013, en comparaison de 14,2 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2012. La perte de valeur après impôt de 1,487 G$ qui a été comptabilisée au quatrième trimestre de 2012 à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur a entraîné une baisse de 4,4 % du RCI inscrit pour la période de 12 mois close le 30 juin 2013; celui-ci s'est également ressenti de la charge après impôt de 127 M$ qui a été inscrite au premier trimestre de 2013 par suite de la suspension de ce projet.

1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles 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.

- **Exécution réussie du programme de travaux de maintenance planifiés simultanés.** Au cours du trimestre, la Société a mené à bien des travaux de révision planifiés d'une durée de sept semaines à son usine de valorisation 1, ce qui devrait accroître la fiabilité et contribuer à l'atteinte des objectifs généraux visés par la Société en matière de rendement des installations de valorisation. La Société est passée à un cycle de révision de l'usine de valorisation de cinq ans, et elle prévoit que les prochains travaux de révision majeurs auront lieu en 2016 et porteront sur l'usine de valorisation 2. Les travaux de maintenance visant la raffinerie d'Edmonton et Firebag ont été planifiés et exécutés parallèlement aux travaux de révision réalisés à l'usine de valorisation 1, de manière à atténuer le plus possible les répercussions de ces travaux sur les activités intégrées de la Société.
- **Excellents progrès au chapitre de l'accès aux marchés.** Suncor poursuit ses activités visant à accroître l'accès aux marchés côtiers du Canada et des États-Unis pour son volume de production actuel et les volumes supplémentaires qu'elle prévoit générer au cours des années à venir. La Société prévoit commencer à utiliser la partie sud du pipeline Keystone pour expédier du pétrole brut lourd jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique d'ici le début de 2014. Au cours du trimestre, elle a réalisé d'importants progrès dans le cadre de projets visant à acheminer le pétrole brut provenant de l'intérieur des terres jusqu'à sa raffinerie de Montréal d'ici la clôture de 2013.
- **Achèvement de la construction d'infrastructures destinées à augmenter la capacité de transport et l'accès aux marchés en vue d'une hausse de la production.** La Société a réalisé d'énormes progrès en ce qui a trait à l'augmentation de la capacité de transport grâce à l'achèvement de la construction d'infrastructures de traitement du bitume chaud, composées notamment d'un pipeline isolé destiné au transport du bitume provenant de Firebag jusqu'au terminal d'Athabasca de Suncor, et d'installations de refroidissement et de mélange du bitume connexes. La Société s'est également assurée de pouvoir compter sur la capacité de pipelines et de réservoirs de stockage pour importer jusqu'à 20 000 b/j de diluant. Ces actifs sont entrés en service en juillet, ce qui a permis d'accroître la production de Firebag et de transporter des volumes de bitume plus importants à l'extérieur de la région de Fort McMurray. L'achèvement de ces actifs a accrû la capacité de production, procuré une plus grande souplesse opérationnelle et devrait optimiser la composition des ventes futures. Grâce à l'achèvement de ces projets, la Société est en bonne voie de réaliser son objectif visant à atteindre une capacité de production de bitume d'environ 180 000 b/j à Firebag au début de 2014.
- **Production perturbée par les arrêts imprévus survenus aux installations de tiers.** La production tirée du secteur Sables pétrolifères a diminué d'environ 36 000 b/j au deuxième trimestre de 2013, en raison d'arrêts survenus aux installations de tiers. L'interruption des installations de cogénération d'un tiers a occasionné l'arrêt de l'usine de valorisation 2 pendant trois jours, suivi d'une période de reprise progressive de la production qui a pris fin au début de juin. À la fin de juin, les pipelines d'un tiers ont été mis en arrêt préventif à la suite des inondations qui ont dévasté le nord de l'Alberta, ce qui a obligé Suncor à ralentir sa production en réponse à la capacité de transport limitée à l'extérieur de la région de Fort McMurray. Les conduites d'écoulement ont recommencé à fonctionner partiellement à la fin de juin, mais les pleins volumes d'expédition n'ont pas été atteints avant la mi-juillet, moment auquel la production a été pleinement rétablie. Les volumes de production tirés du secteur Exploration et production ont également fléchi pendant la fermeture temporaire d'un champ en Libye qui visait à permettre la mise en place de mesures de sécurité sur le terrain.
- **Allègement des répercussions de la volatilité des marchés grâce au modèle intégré de Suncor.** Au deuxième trimestre de 2013, Suncor a réussi à préserver la stabilité de ses flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et à accroître la robustesse de son modèle intégré malgré les répercussions des travaux planifiés et non planifiés exécutés au cours du trimestre. Les répercussions de ces travaux ont été neutralisées par la hausse des prix de vente obtenus par le secteur Sables pétrolifères à la suite du rétrécissement des écarts de prix du brut provenant de l'Ouest canadien et par l'augmentation des marges dégagées sur les produits raffinés.
- **Suncor continue de redistribuer de la trésorerie à ses actionnaires.** Au cours du trimestre, la Société a remis 302 M$ à ses actionnaires sous forme de dividendes, ce qui reflète la hausse de 54 % qu'elle avait annoncée au premier trimestre de 2013, et elle leur a remis 294 M$ par la voie de rachats d'actions.

3. APERÇU DE SUNCOR

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. Notre objectif stratégique est de développer l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit les sables pétrolifères 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, et nous transportons et raffinons du pétrole brut et commercialisons des produits pétroliers et pétrochimiques exclusifs et, de temps à autre, des produits pétroliers et pétrochimiques de tiers, principalement au Canada. Nous exerçons également des activités de négociation de l'énergie axée principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel et de sous-produits.

SABLES PÉTROLIFÈRES

Les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui comportent des actifs situés dans la région de Wood Buffalo, dans le nord-est de l'Alberta, consistent à récupérer du bitume provenant des projets miniers et des activités *in situ*, puis à valoriser la majeure partie du bitume ainsi produit en le transformant en pétrole brut synthétique destiné aux charges d'alimentation des raffineries et au combustible diesel. Le secteur Sables pétrolifères comprend les éléments suivants :

- Les activités du secteur **Sables pétrolifères** comprennent les actifs liés aux activités d'exploitation et d'extraction minières, aux activités de valorisation et aux activités *in situ* que Suncor détient et exploite dans la région riche en sables pétrolifères d'Athabasca. Les activités du secteur Sables pétrolifères comprennent les activités suivantes :
  - Le secteur **Sables pétrolifères – Activités de base** comprend les activités d'exploitation et d'extraction minières menées à la mine Millennium et dans le prolongement nord de la mine Steepbank, deux installations de valorisation intégrées, désignées comme les usines de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs, notamment les installations liées aux services publics, à l'énergie et à la remise en état, dont les actifs du projet de gestion des résidus TRO[MC].
  - **Les activités *in situ*** comprennent la production de bitume provenant des sables pétrolifères des projets Firebag et MacKay River ainsi que l'infrastructure connexe, notamment les installations de traitement centralisé et les unités de cogénération. La production *in situ* est valorisée dans le cadre des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, ou mélangée à du diluant et commercialisée directement auprès de la clientèle.
- Le secteur **Coentreprises des Sables pétrolifères** comprend la participation de la Société dans des projets de croissance d'envergure, dont sa participation de 36,75 % dans le projet d'exploitation minière Joslyn North, sa participation de 40,8 % dans le projet d'exploitation minière Fort Hills pour lequel elle agit à titre d'exploitant, et sa participation de 12,0 % dans Syncrude, qui exerce des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères. Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères comprend aussi certains actifs du secteur médian, lesquels comprennent des installations de mélange et de mise en réservoir du bitume chaud, qui sont destinés à soutenir la croissance du secteur Sables pétrolifères.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Le secteur Exploration et production de Suncor comprend les activités extracôtières de la côte Est du Canada et de la mer du Nord et les activités terrestres menées en Amérique du Nord, en Libye et en Syrie :

- Au **large de la côte Est du Canada**, les activités comprennent la participation directe de 37,675 % que Suncor détient dans Terra Nova à titre d'exploitant. Suncor détient également une participation de 20,0 % dans le projet de base Hibernia, une participation de 19,5 % dans l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia (« Hibernia sud »), une

participation de 27,5 % dans le projet de base White Rose, une participation de 26,125 % dans les projets d'extension à White Rose et une participation de 22,729 % dans Hebron, projets qui sont tous exploités par d'autres sociétés.

- À l'**international**, les activités comprennent la participation directe de 29,89 % de Suncor dans Buzzard et sa participation de 26,69 % dans la mise en valeur de la zone Golden Eagle (« Golden Eagle »), projets qui sont tous deux menés dans la portion britannique de la mer du Nord et dont Suncor n'est pas l'exploitant. Suncor détient également des participations dans plusieurs autres licences d'exploitation au large du Royaume-Uni et de la Norvège. En Libye, la Société détient, aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP »), une participation directe dans des projets de prospection et de mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte. En Syrie, elle détient, aux termes d'un contrat de partage de la production (« CPP »), une participation dans le projet gazier Ebla mené dans les régions d'Ash Shaer et de Cherrife. En raison de l'agitation politique en Syrie, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles et les activités de Suncor en Syrie ont été interrompues indéfiniment.
- Le secteur **Amérique du Nord (activités terrestres)** comprend les diverses participations de Suncor dans plusieurs biens productifs de gaz naturel et de pétrole brut situés principalement dans l'Ouest canadien. Le 15 avril 2013, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente d'une part importante des activités liées au gaz naturel de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Suncor conservera des biens pétroliers non conventionnels situés dans la région de Kobes, en Colombie-Britannique, ainsi que des actifs pétroliers non conventionnels situés dans la région de Wilson Creek, dans le centre de l'Alberta.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur Raffinage et commercialisation comprend deux principaux types d'activités :

- Les **activités de raffinage et d'approvisionnement** comprennent le raffinage du pétrole brut, qui est transformé en divers produits pétroliers et pétrochimiques. Dans l'est de l'Amérique du Nord, les activités comprennent l'exploitation de raffineries situées à Montréal (Québec) et à Sarnia (Ontario), ainsi que l'exploitation d'une usine de lubrifiants située à Mississauga (Ontario) qui fabrique, mélange et commercialise des produits vendus à l'échelle mondiale. Dans l'ouest de l'Amérique du Nord, les activités comprennent l'exploitation de raffineries situées à Edmonton (Alberta) et à Commerce City (Colorado). Les autres actifs liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement comprennent des participations dans des installations pétrochimiques, des pipelines et des terminaux de produits au Canada et aux États-Unis.
- En aval, les **activités de commercialisation** comprennent la vente de produits pétroliers raffinés et de lubrifiants à des clients des circuits de détail et des circuits commerciaux et industriels, par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société au Canada et au Colorado, exploitées sous sa marque par des détaillants indépendants ou exploitées en coentreprise, ainsi que par l'intermédiaire d'un réseau canadien de relais routiers commerciaux et d'un circuit canadien de vente de produits en vrac.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Le secteur **Siège social, négociation de l'énergie et éliminations** inclut l'investissement de la Société dans des projets d'énergie renouvelable, les résultats liés aux activités de négociation de l'énergie et à l'approvisionnement en énergie, et les autres activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation en particulier.

- Les participations de la Société dans des projets d'**énergie renouvelable** comprennent six projets d'énergie éolienne en exploitation un peu partout au Canada, deux projets d'énergie éolienne en voie de développement en Ontario, ainsi que l'usine d'éthanol de St. Clair (Ontario).

- Le segment **Négociation de l'énergie** englobe principalement des activités de commercialisation, d'approvisionnement et de négociation visant le pétrole brut, le gaz naturel et les sous-produits, ainsi que l'utilisation de l'infrastructure médiane et de dérivés financiers visant à optimiser les stratégies liées à la négociation.
- Le secteur **Siège social** comprend les activités liées au suivi de la dette et des coûts d'emprunt de Suncor, les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de Suncor en particulier, ainsi que les activités de la société d'assurance captive chargée de l'auto-assurance d'une partie des actifs de Suncor.
- Les produits et les charges intersectoriels sont retranchés des résultats consolidés et reflétés sous **Éliminations**. Les activités intersectorielles comprennent la vente de diesel et de charges d'alimentation en pétrole brut par le secteur Sables pétrolifères, la vente de charges d'alimentation en pétrole brut par le secteur Exploration et production au secteur Raffinage et commercialisation, la vente de carburant et de lubrifiant par le secteur Raffinage et commercialisation au secteur Sables pétrolifères, la vente d'éthanol par le secteur Énergie renouvelable au secteur Raffinage et commercialisation, ainsi que l'assurance fournie par la société d'assurance captive de la Société à l'égard d'une portion des activités de celle-ci.

4. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2013**	2012	**2013**	2012
Résultat net				
Sables pétrolifères	**294**	359	**620**	968
Exploration et production	**301**	(430)	**655**	(98)
Raffinage et commercialisation	**432**	501	**1 214**	977
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(347)**	(106)	**(715)**	(77)
Total	**680**	324	**1 774**	1 770
Résultat opérationnel [1)]				
Sables pétrolifères	**294**	429	**747**	1 038
Exploration et production	**301**	287	**655**	619
Raffinage et commercialisation	**432**	516	**1 214**	992
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**(93)**	17	**(315)**	(82)
Total	**934**	1 249	**2 301**	2 567
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles [1)]				
Sables pétrolifères	**896**	943	**1 744**	2 061
Exploration et production	**668**	656	**1 358**	1 333
Raffinage et commercialisation	**646**	711	**1 713**	1 441
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**40**	37	**(281)**	(73)
Total	**2 250**	2 347	**4 534**	4 762

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.

Faits saillants opérationnels

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	**2013**	2012
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	**309,4**	337,8	**349,0**	339,5
Exploration et production (kbep/j)	**190,7**	204,6	**198,8**	212,7
Total	**500,1**	542,4	**547,8**	552,2
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	**91/9**	91/9	**92/8**	91/9
Taux d'utilisation des raffineries (%)				
Est de l'Amérique du Nord	**96**	87	**94**	86
Ouest de l'Amérique du Nord	**85**	101	**92**	100
Total	**90**	94	**93**	93
Prix de vente moyen obtenu par secteur				
Sables pétrolifères ($/baril)	**85,88**	79,70	**83,04**	86,07
Exploration et production ($/kbep)	**84,28**	82,25	**87,75**	87,19

Résultat net

Pour le deuxième trimestre de 2013, la Société a inscrit un résultat net de 680 M$, contre 324 M$ pour le deuxième trimestre de 2012. Pour le premier semestre de 2013, elle a inscrit un résultat net de 1,774 G$, en comparaison de 1,770 G$ pour le premier semestre de 2012. Le résultat net a varié en raison surtout des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel et qui sont décrits plus loin dans la présente rubrique. D'autres facteurs ont eu une incidence sur le résultat net inscrit pour ces périodes, notamment ceux décrits ci-après.

- La Société a comptabilisé une perte de change latente après impôt découlant de 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. En comparaison, elle avait comptabilisé une perte de change latente après impôt découlant de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 143 M$ pour le deuxième trimestre de 2012 et de 15 M$ pour le premier semestre de 2012.
- Au premier trimestre de 2013, la Société a comptabilisé une charge après impôt de 127 M$ par suite de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Cette charge comprend notamment des coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, et des frais liés à l'annulation de contrats.
- Pour le deuxième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur et des sorties après impôt de 694 M$ à l'égard de ses actifs en Syrie.
- Pour le deuxième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé une charge d'impôt différée de 88 M$.

Résultat opérationnel

Rapprochement du résultat opérationnel [1)]

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	Trimestres clos les 30 juin 2012	Semestres clos les 30 juin 2013	Semestres clos les 30 juin 2012
Résultat net présenté	**680**	324	**1 774**	1 770
Perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	**254**	143	**400**	15
Incidence nette de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur [2)]	**—**	—	**127**	—
Pertes de valeur et sorties [3)]	**—**	694	**—**	694
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé [4)]	**—**	88	**—**	88
Résultat opérationnel	**934**	1 249	**2 301**	2 567

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 rapport de gestion.

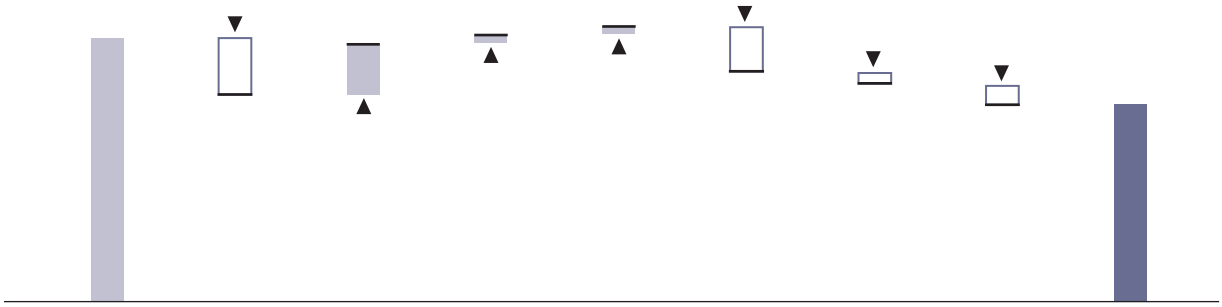
2) Représente le coût estimatif que devrait occasionner la suspension du projet et comprend notamment des coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur ainsi que des frais liés à l'annulation de contrats.

3) Représentent les pertes de valeur et les sorties comptabilisées à l'égard des actifs en Syrie.

4) Représente l'élimination de la réduction prévue du taux d'imposition général des sociétés de la province d'Ontario.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel consolidé[1)]

(en millions de dollars)



1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent l'incidence des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif qui suit l'analyse de rapprochement. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.

2) Calculé en fonction des volumes de production.

3) Comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits opérationnels et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.

4) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.

5) Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport, des frais de démarrage liés aux projets et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks).

6) Ce facteur tient compte également des profits et des pertes de change liés aux activités opérationnelles, 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'impôt effectifs, et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 934 M$ pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 1,249 G$ pour le deuxième trimestre de 2012. Les facteurs qui ont contribué au recul du résultat opérationnel du deuxième trimestre de 2013 comparativement à celui du deuxième trimestre de 2012 comprennent les suivants :

- Le volume de production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 309 400 b/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 337 800 b/j au deuxième trimestre de 2012. Cette diminution s'explique principalement par les travaux de révision planifiés d'une durée de sept semaines qui ont été exécutés à l'égard de l'usine de valorisation 1, par l'interruption temporaire de l'approvisionnement en vapeur provenant des installations de cogénération d'un tiers, laquelle a occasionné un arrêt de trois jours de l'usine de valorisation 2 suivi d'un redémarrage progressif de la production, et par l'arrêt préventif des pipelines d'un tiers attribuable aux inondations survenues dans le nord de l'Alberta.

- Le volume de production du secteur Exploration et production a diminué, passant de 204 600 bep/j à 190 700 bep/j. Cette baisse tient principalement à l'incidence de l'arrêt temporaire des activités de production menées sur un champ en Libye, atténuée par la hausse de la production du secteur Côte est du Canada par rapport à celle dégagée pour la période correspondante de l'exercice précédent, au cours de laquelle des travaux de maintenance planifiés avaient été exécutés à Terra Nova et à White Rose.

- Le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 90 % au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 94 % au deuxième trimestre de 2012. Cette diminution est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés et non planifiés réalisés à la raffinerie d'Edmonton, dont l'incidence a été atténuée par l'augmentation du taux d'utilisation des autres raffineries de la Société.
- Les charges opérationnelles se sont accrues au deuxième trimestre de 2013, ce qui s'explique par la comptabilisation d'une charge de rémunération fondée sur des actions après impôt de 45 M$ pour ce trimestre, en comparaison d'une reprise après impôt de 41 M$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, par la montée des prix du gaz naturel qui s'est répercutée sur le coût des entrants des raffineries de la Société, par l'augmentation des charges opérationnelles du secteur Sables pétrolifères qui a résulté de l'intensification des activités, ainsi que par la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance.
- Les charges de financement et autres produits ont augmenté au deuxième trimestre de 2013, en raison de la hausse de la charge d'intérêts qui a résulté de l'incorporation d'un pourcentage moins élevé des coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, de même qu'en raison de la comptabilisation de pertes de change liées aux activités opérationnelles du secteur Exploration et production et du recul du résultat inscrit par le secteur Négociation de l'énergie.
- La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au deuxième trimestre de 2013, en raison principalement de la récente mise en service de nouveaux actifs du secteur Sables pétrolifères, dont l'incidence a toutefois été atténuée par la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) attribuable au fait que la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion n'est plus comptabilisée pour les actifs détenus en vue de la vente.

L'incidence des facteurs mentionnés ci-dessus a été atténuée par ce qui suit :

- Le prix moyen obtenu pour la production de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères a augmenté au deuxième trimestre de 2013, en raison du rétrécissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd, lequel a entraîné une hausse du prix moyen obtenu pour l'ensemble des ventes comprenant du pétrole brut.
- Les redevances ont diminué au deuxième trimestre de 2013, en raison surtout du fléchissement du volume de production total et de la diminution des taux de redevances s'appliquant à certains actifs du secteur Côte est du Canada attribuable à la hausse des coûts déductibles résultant de travaux de maintenance planifiés exécutés en 2012.
- Les marges de raffinage se sont accrues au deuxième trimestre de 2013, en raison principalement de la hausse après impôt d'environ 4 M$ du résultat qui a résulté de la légère augmentation des prix du pétrole brut observée au deuxième trimestre de 2013, en comparaison d'une baisse après impôt d'environ 135 M$ du résultat au deuxième trimestre de 2012 attribuable à la diminution généralisée des prix du pétrole brut observée durant ce trimestre. Ces facteurs ont toutefois été partiellement neutralisés par la diminution des marges de craquage moyennes.

Le résultat opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 2,301 G$ pour le premier semestre de 2013, en comparaison de 2,567 G$ pour le premier semestre de 2012. Ce recul tient principalement à la hausse des charges opérationnelles ainsi qu'à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des frais de prospection, partiellement contrebalancées par la diminution des charges de redevances et l'augmentation des marges de raffinage.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	Trimestres clos les 30 juin 2012	Semestres clos les 30 juin 2013	Semestres clos les 30 juin 2012
Sables pétrolifères	**—**	(16)	**(9)**	20
Exploration et production	**5**	(3)	**11**	4
Raffinage et commercialisation	**3**	(9)	**8**	8
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	**37**	(13)	**71**	50
Total de la charge (recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	**45**	(41)	**81**	82

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie consolidés liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,250 G$ au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 2,347 G$ au deuxième trimestre de 2012. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse du volume de production en amont, par la diminution du taux d'utilisation des raffineries et par la hausse des charges opérationnelles, partiellement compensées par l'augmentation des prix moyens obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères et par la baisse des charges liées aux redevances.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 4,534 G$ pour le premier semestre de 2013, en comparaison de 4,762 G$ pour le premier semestre de 2012. Cette diminution découle principalement de la hausse des charges opérationnelles, en partie contrebalancée par la diminution des charges liées aux redevances et par l'augmentation des marges de raffinage.

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 30 juin		Moyenne des semestres clos les 30 juin	
		2013	2012	**2013**	2012
Pétrole brut WTI à Cushing	$ US/b	**94,20**	93,50	**94,30**	98,20
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	$ US/b	**103,35**	108,90	**108,00**	113,65
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	$ US/b	**5,50**	9,85	**8,05**	9,65
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	$ CA/b	**92,90**	84,45	**90,70**	88,65
WCS à Hardisty	$ US/b	**75,05**	70,60	**68,75**	76,05
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	$ US/b	**19,15**	22,90	**25,55**	22,15
Condensat à Edmonton	$ US/b	**103,30**	99,40	**105,25**	104,70
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	$ CA/kpi[3]	**3,60**	1,85	**3,35**	2,15
Port de New York, marge de craquage 3-2-1[1)]	$ US/b	**25,60**	31,95	**28,40**	28,90
Chicago, marge de craquage 3-2-1[1)]	$ US/b	**30,70**	27,85	**28,90**	23,35
Portland, marge de craquage 3-2-1[1)]	$ US/b	**30,60**	37,90	**30,60**	32,80
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1[1)]	$ US/b	**23,95**	29,30	**26,40**	27,35
Taux de change	$ US/$ CA	**0,98**	0,99	**0,99**	0,99
Taux de change à la fin de la période	$ US/$ CA	**0,95**	0,98	**0,95**	0,98

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 essentiellement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'ouest du Canada. Le prix obtenu pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux a bénéficié de l'augmentation du prix du WTI, qui est passé de 93,50 $ US/b au deuxième trimestre de 2012 à 94,20 $ US/b au deuxième trimestre de 2013. La hausse du prix obtenu pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux rend compte de la diminution de l'offre de pétrole brut synthétique sur le marché attribuable aux travaux de maintenance planifiés exécutés par certains grands producteurs au cours du deuxième trimestre de 2013.

Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, pour lequel le prix obtenu est influencé par les variations des prix de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le brut canadien au pair à Edmonton et le WCS à Hardisty, mais peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du brut canadien au pair à Edmonton et du WCS à Hardisty ont augmenté au deuxième trimestre de 2013 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant (ou du pétrole brut synthétique) afin de faciliter la livraison aux clients par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton et pétrole brut synthétique). Le diluant provient des installations de valorisation et de raffinage de la Société, mais l'achat de diluant auprès de tiers sera nécessaire pour soutenir la croissance de la

production de bitume de la Société et optimiser sa composition des ventes. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influer sur les prix obtenus pour le bitume. Les prix moyens obtenus pour le bitume au deuxième trimestre de 2013 ont augmenté par rapport au deuxième trimestre de 2012, ce qui rend compte du rétrécissement récent de l'écart entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd.

Les prix obtenus par Suncor pour la production du secteur Côte Est du Canada et la production du secteur International sont influencés principalement par le cours du brut Brent. Le cours du brut Brent a poursuivi sa baisse au deuxième trimestre de 2013, et il s'est établi en moyenne à 103,35 $ US/b, en comparaison de 108,90 $ US/b au deuxième trimestre de 2012.

Le prix obtenu par Suncor pour la production de gaz naturel du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) est essentiellement tributaire des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le prix de référence AECO s'est établi en moyenne à 3,60 $ le kpi^3 au deuxième trimestre de 2013, en hausse comparativement à 1,85 $ le kpi^3 au deuxième trimestre de 2012.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage 3-2-1, 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 qui indiquent quand des 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 spécifiques à chacune des raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, par la configuration de la raffinerie et par les marchés de vente des produits raffinés propres à la zone d'approvisionnement de la raffinerie. Les marges de craquage ont diminué au deuxième trimestre de 2013, sauf en ce qui concerne la marge de craquage 3-2-1 à Chicago. L'augmentation du prix du pétrole brut canadien et la diminution des prix du brut à l'échelle mondiale ont eu des répercussions négatives sur les marges de craquage dégagées pour le deuxième trimestre de 2013.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci. La majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. Une baisse de valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises.

À l'inverse, bon nombre d'actifs et de passifs de Suncor, plus particulièrement la majeure partie de la dette à long terme de la Société, sont libellés en dollars américains et sont 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.

5. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	Trimestres clos les 30 juin 2012	Semestres clos les 30 juin 2013	Semestres clos les 30 juin 2012
Produits bruts	**2 705**	2 508	**5 748**	5 725
Moins les redevances	**(93)**	(77)	**(266)**	(357)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	**2 612**	2 431	**5 482**	5 368
Résultat net	**294**	359	**620**	968
Résultat opérationnel [1)]				
Sables pétrolifères	**225**	403	**636**	943
Coentreprises des Sables pétrolifères	**69**	26	**111**	95
	294	429	**747**	1 038
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles [1)]	**896**	943	**1 744**	2 061

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

Le résultat net et le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 294 M$ au deuxième trimestre de 2013, tandis qu'ils s'étaient établis respectivement à 359 M$ et à 429 M$ au deuxième trimestre de 2012. Le résultat net du deuxième trimestre de 2012 tenait compte d'un ajustement de l'impôt différé de 70 M$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Le secteur Sables pétrolifères a contribué à hauteur de 225 M$ au résultat opérationnel, tandis que le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères y a contribué à hauteur de 69 M$. Le recul du résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères par rapport au deuxième trimestre de 2012 est principalement attribuable au fléchissement de la production qui a résulté des travaux de révision planifiés d'une durée de sept semaines exécutés à l'usine de valorisation 1 et des arrêts de production imprévus survenus aux installations de tiers, de même qu'à l'augmentation des charges opérationnelles. Ces facteurs ont toutefois été partiellement compensés par une hausse des prix moyens obtenus. L'augmentation du résultat opérationnel du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères résulte de la hausse de la production enregistrée à Syncrude, laquelle s'explique par l'incidence qu'avaient eue les travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux mois exécutés durant le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et de l'augmentation des prix moyens obtenus.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 896 M$ au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 943 M$ au deuxième trimestre de 2012. Cette baisse tient principalement aux mêmes facteurs qui ont entraîné le recul du résultat opérationnel.

Résultat opérationnel

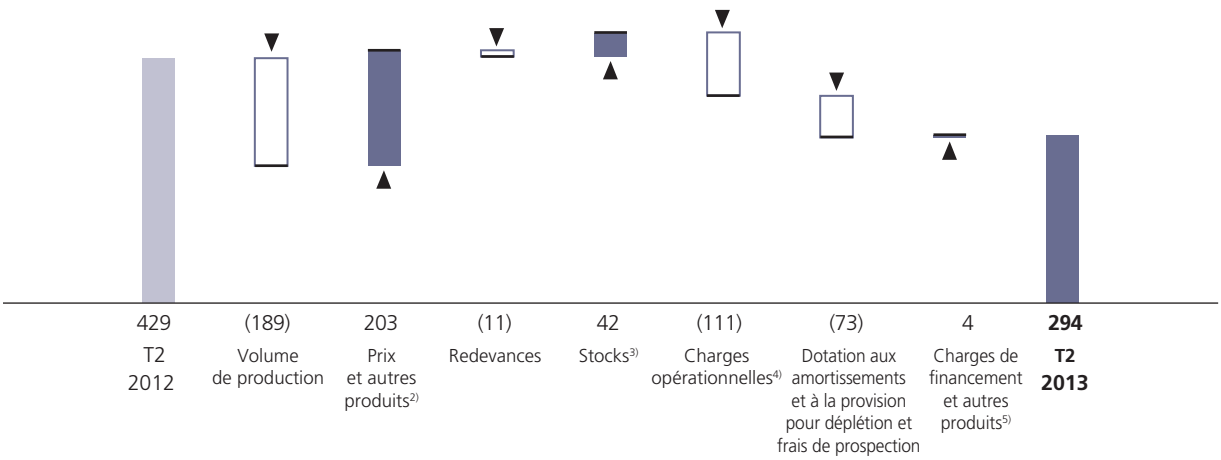
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	2012	Semestres clos les 30 juin 2013	2012
Résultat net présenté	**294**	359	**620**	968
Incidence nette de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur	**—**	—	**127**	—
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur l'impôt différé	**—**	70	**—**	70
Résultat opérationnel [1)]	**294**	429	**747**	1 038

1) Mesure financière 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[1)]

(en millions de dollars)



1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent l'incidence des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif qui suit l'analyse de rapprochement. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.

2) Comprend les prix obtenus avant les redevances, les autres produits opérationnels et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.

3) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.

4) Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport, des frais de démarrage liés aux projets et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks).

5) Ce facteur tient compte également des profits et des pertes de change liés aux activités opérationnelles, 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'impôt effectifs, et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Volumes de production[1)]

(kb/j)	Trimestres clos les 30 juin 2013	Trimestres clos les 30 juin 2012	Semestres clos les 30 juin 2013	Semestres clos les 30 juin 2012
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	**220,6**	253,9	**264,3**	263,6
Bitume non valorisé	**56,0**	55,3	**52,7**	43,9
Sables pétrolifères	**276,6**	309,2	**317,0**	307,5
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	**32,8**	28,6	**32,0**	32,0
Total	**309,4**	337,8	**349,0**	339,5

1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, 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.

Production de bitume

	Trimestres clos les 30 juin 2013	Trimestres clos les 30 juin 2012	Semestres clos les 30 juin 2013	Semestres clos les 30 juin 2012
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	**181,0**	244,5	**229,7**	253,1
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	**283,8**	391,7	**356,8**	402,0
Qualité du minerai de bitume (b/t)	**0,64**	0,62	**0,64**	0,63
Production *in situ*				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	**129,3**	95,8	**133,1**	89,7
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	**28,2**	32,0	**28,3**	31,5
Total de la production de bitume *in situ*	**157,5**	127,8	**161,4**	121,2
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	**3,4**	3,4	**3,4**	3,5
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	**2,6**	2,3	**2,5**	2,3

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie en moyenne à 276 600 b/j pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 309 200 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Des travaux de maintenance non planifiés effectués à l'usine de valorisation 2 ont influé sur la production du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au deuxième trimestre de 2013, le volume de produits valorisés s'est établi en moyenne à 220 600 b/j. Les travaux de révision d'une durée de sept semaines qui ont été exécutés à l'usine de valorisation 1 et l'arrêt non planifié de l'usine de valorisation 2 au début du mois de mai à la suite de l'interruption des installations de cogénération d'un tiers ont limité la production de pétrole brut synthétique et restreint la disponibilité de diluant destiné à la production de bitume non valorisé. Cette interruption des installations d'un tiers a également donné lieu à une période de reprise progressive des activités durant laquelle l'accès à la vapeur a été limité, ce qui a restreint la cadence de production jusqu'au début de juin. Puis, vers la fin de juin, la Société a dû ralentir sa production lorsque des pipelines de tiers ont été mis en arrêt préventif en réaction aux inondations qui ont dévasté le nord de l'Alberta. Les conduites d'écoulement ont recommencé à fonctionner partiellement à la fin de juin, mais les pleins volumes d'expédition n'ont pas été atteints avant la mi-juillet, moment auquel la production a été pleinement rétablie.

La faible production de pétrole brut synthétique du deuxième trimestre de 2013 et du trimestre correspondant de l'exercice précédent a restreint la disponibilité du diluant, ce qui a limité la production de bitume non valorisé pour les deux périodes. L'achèvement de l'infrastructure destinée au bitume chaud et la statégie d'imporation de diluant devaient permettre d'optimiser la composition des ventes et faciliter la croissance des volumes de bitume non valorisé dans l'avenir.

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base s'est établie en moyenne à 181 000 b/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 244 500 b/j au deuxième trimestre de 2012. La quantité de minerai extraite durant le deuxième trimestre de 2013 a été réduite compte tenu des travaux de révision exécutés à l'usine de valorisation 1 et des arrêts survenus aux installations de tiers dont il est question plus haut. La Société a également mené à bien des travaux de maintenance planifiés à l'usine d'extraction de Steepbank pendant l'arrêt de la production aux fins de révision.

La production de bitume tirée des activités *in situ* s'est établie en moyenne à 157 500 b/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 127 800 b/j au deuxième trimestre de 2012, ce qui s'explique surtout par l'accroissement continu de la production à Firebag. Au deuxième trimestre de 2013, la production s'est ressentie des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard d'une installation de traitement centralisé de Firebag et de la disponibilité réduite de diluant à l'usine de valorisation 2 attribuable à l'interruption des installations de cogénération d'un tiers. La mise en service des nouvelles plateformes de puits de la quatrième phase et de l'infrastructure connexe destinée au bitume chaud est maintenant achevée, et la Société estime qu'il y a de fortes chances que la production de bitume de Firebag atteigne la capacité nominale d'environ 180 000 b/j au début de 2014. La production de MacKay River a fléchi pour s'établir à 28 200 b/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 32 000 b/j au deuxième trimestre de 2012, ce qui s'explique avant tout par la déplétion naturelle, laquelle devrait toutefois être compensée, d'ici la fin de 2013, par l'accroissement de la production provenant des nouvelles plateformes de puits récemment mises en service.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 32 800 b/j au deuxième trimestre de 2013, en hausse par rapport à celle du deuxième trimestre de 2012, qui s'était établie à 28 600 b/j, ce qui s'explique avant tout par l'incidence qu'avaient eue les travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux mois réalisés au cours du deuxième trimestre de 2012. Au cours du trimestre écoulé, un arrêt non planifié des chaudières a nécessité l'interruption de l'une des trois unités de cokéfaction, si bien que la Société a décidé de devancer au début de juin les travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines qui devaient être exécutés à l'égard de l'unité de cokéfaction à la fin du deuxième semestre de 2013.

Volume des ventes et composition des ventes

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	**2013**	2012
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	**51,0**	98,9	**81,6**	94,2
Diesel	**28,7**	27,0	**19,0**	29,9
Pétrole brut synthétique sulfureux	**147,9**	110,9	**169,1**	146,9
Produits valorisés	**227,6**	236,8	**269,7**	271,0
Bitume non valorisé	**56,4**	56,7	**51,8**	42,1
Total	**284,0**	293,5	**321,5**	313,1

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 284 000 b/j au deuxième trimestre de 2013, en baisse par rapport à celui de 293 500 b/j enregistré au deuxième trimestre de 2012, ce qui s'explique par le fléchissement de la production, en partie contrebalancé par l'utilisation des stocks de pétrole brut synthétique qui avaient été accumulés au premier trimestre de 2013 en prévision des travaux de révision. La composition des ventes de pétrole brut synthétique reflète les répercussions des travaux de maintenance planifiés qui ont été exécutés à l'égard de l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1 et d'unités d'hydrotraitement tout au long du trimestre et qui ont entraîné une augmentation des ventes de pétrole brut synthétique sulfureux.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances ($/b)	Trimestres clos les 30 juin 2013	2012	Semestres clos les 30 juin 2013	2012
Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	**107,56**	93,80	**102,45**	99,72
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	**74,89**	67,26	**71,97**	75,57
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	**84,14**	78,64	**81,52**	85,13
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	**(12,31)**	(15,79)	**(14,31)**	(13,63)
Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	**100,92**	90,61	**98,30**	95,15
Syncrude, par rapport au WTI	**4,49**	(3,82)	**2,48**	(3,61)

Le prix de vente moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 84,14 $/b au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 78,64 $/b au deuxième trimestre de 2012, en raison principalement du rétrécissement de l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd, en partie neutralisé par la composition des ventes moins favorable. Au deuxième trimestre de 2013, le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux a augmenté, celui-ci s'étant vendu moyennant une prime comparativement au prix du WTI, alors qu'il s'était vendu moyennant un escompte par rapport au prix du WTI durant le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la diminution de l'offre de pétrole brut synthétique sur le marché attribuable aux travaux de maintenance planifiés exécutés par certains grands producteurs au cours du deuxième trimestre de 2013. Le prix de vente moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique sulfureux et le bitume s'est également accru au deuxième trimestre de 2013, ceux-ci s'étant vendus moyennant des escomptes moins élevés comparativement au prix du WTI qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2013 qu'au deuxième trimestre de 2012. Cette augmentation découle essentiellement de la hausse du prix de référence du brut WCS, lequel influe sur la méthode d'évaluation du bitume réglementaire utilisée par la Société pour déterminer le montant des redevances sur les biens miniers, partiellement contrebalancée par le fléchissement de la production.

Stocks

Au deuxième trimestre de 2013, la Société a puisé dans les stocks afin de remplir ses engagements de vente durant l'exécution des travaux de révision prévus à l'usine de valorisation 1 et les interruptions non planifiées qui sont survenues. En comparaison, elle avait constitué un important volume des stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, à la suite de travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard des installations de valorisation.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2013 qu'au deuxième trimestre de 2012, en raison de la hausse des charges opérationnelles décaissées et de l'augmentation des coûts non liés à la production. L'incidence de ces facteurs a toutefois été atténuée par la diminution des frais de démarrage liés aux projets par rapport au deuxième trimestre de 2012, au cours duquel des coûts de démarrage avaient été engagés à l'égard de l'usine

Millennium Naptha Unit (MNU). Les coûts non liés à la production se sont accrus, du fait qu'un recouvrement avait été comptabilisé au titre de la rémunération fondée sur des actions au deuxième trimestre de 2012, en comparaison d'une charge minime au deuxième trimestre de 2013. Cette hausse a toutefois été atténuée par le fait que des coûts de mise en veilleuse plus élevés avaient été engagés pour le report de projets de croissance et leur redémarrage subséquent au deuxième trimestre de 2013.

Les charges opérationnelles de Syncrude ont été moins élevées au deuxième trimestre de 2013 qu'au deuxième trimestre de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse des frais d'entretien qui a résulté de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés effectués au deuxième trimestre de 2013, partiellement contrebalancée par la hausse des coûts du gaz naturel.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a été plus élevée au deuxième trimestre de 2013 qu'au deuxième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la valeur des actifs qui a découlé de l'entrée en service de nouveaux actifs après la clôture du deuxième trimestre de 2012, notamment dans le cadre de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, du projet MNU et de l'aménagement de nouvelles infrastructures liées au projet TRO[MC].

Rapprochement des charges opérationnelles décaissées[1)]

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2013**	2012	**2013**	2012
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	**1 455**	1 171	**2 852**	2 686
Charges opérationnelles, frais de vente et frais liés à Syncrude	**(135)**	(141)	**(260)**	(252)
Coûts non liés à la production[2)]	**(45)**	(7)	**(119)**	(128)
Autres[3)]	**(104)**	73	**(182)**	(154)
Charges opérationnelles décaissées	**1 171**	1 096	**2 291**	2 152
Charges opérationnelles décaissées ($/b)	**46,55**	39,00	**39,95**	38,55

1) Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles 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 coûts liés au redémarrage ou au report de projets de croissance, 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 liés au gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire.

3) Le poste « Autres » rend compte de l'incidence de la variation de l'évaluation des stocks et des produits opérationnels liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

Par baril, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 46,55 $ pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 39,00 $ pour le deuxième trimestre de 2012. Cette augmentation des charges opérationnelles décaissées par baril est essentiellement attribuable à la baisse des volumes de production et à la hausse du total des charges opérationnelles décaissées. Le total des charges opérationnelles décaissées a augmenté comparativement au deuxième trimestre de l'exercice précédent, en raison des coûts supplémentaires qui ont été engagés par suite de l'intensification des activités, de la montée des prix du gaz naturel et de l'accroissement du volume de travaux de maintenance qui ont été effectués à l'égard des installations d'exploitation minière. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par l'incidence favorable qu'a eue la croissance des ventes d'électricité et par la baisse des coûts contractuels d'extraction minière qui a résulté de la diminution de la quantité de minerai extraite.

Résultats du premier semestre de 2013

Le résultat net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 620 M$ pour le premier semestre de 2013, en comparaison de 968 M$ pour la période correspondante de 2012. Le résultat net du premier semestre de 2013 tient compte d'une charge après impôt de 127 M$ découlant de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Le résultat net du premier semestre de 2012 tenait compte d'un ajustement de l'impôt différé de 70 M$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 747 M$ pour le premier semestre de 2013, alors qu'il s'était chiffré à 1,038 G$ pour la période correspondante de 2012. Cette diminution est principalement attribuable à la hausse des charges opérationnelles, à la diminution des prix moyens obtenus et à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 1,744 G$ pour le premier semestre de 2013, en comparaison de 2,061 G$ pour le premier semestre de 2012. Cette diminution découle essentiellement de la hausse des charges opérationnelles décaissées et de la diminution des prix moyens obtenus, laquelle a été plus marquée au premier trimestre de 2013.

Par baril, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 39,95 $/b pour le premier semestre de 2013, en hausse comparativement à celles de 38,55 $/b inscrites pour le premier semestre de 2012. Cette augmentation résulte principalement de la hausse des charges opérationnelles décaissées qu'a entraînée l'intensification des activités, de même que de l'augmentation des prix du gaz naturel, laquelle a été en partie contrebalancée par l'incidence favorable de la croissance des ventes d'électricité.

Projet de l'usine de valorisation Voyageur

Au cours du premier trimestre de 2013, Suncor a annoncé la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Cette décision a été prise à la lumière d'un examen conjoint des paramètres stratégiques et économiques du projet entrepris par Suncor et son partenaire de projet, Total E&P Canada Ltd. (« 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. Suncor a acquis, pour une contrepartie de 515 M$, la participation que détenait Total E&P dans Voyageur Upgrader Limited Partnership (« VULP ») dans le but d'obtenir le contrôle exclusif des actifs du partenariat, lesquels comprennent des installations de mélange et de mise en réservoir du bitume chaud qui permettront à la Société d'accroître la souplesse logistique et la capacité de stockage requises pour activités en pleine expansion de son secteur Sables pétrolifères. La valeur comptable nette de ces actifs était d'environ 800 M$ à la date de prise d'effet.

Pour le premier trimestre de 2013, Suncor a comptabilisé en résultat une charge après impôt de 127 M$, qui représente le coût estimatif que devrait occasionner la suspension du projet, y compris les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, et les frais liés à l'annulation de contrats.

Travaux de maintenance planifiés

Des travaux de maintenance planifiés portant sur la tour de distillation sous vide de l'usine de valorisation 2 devraient être menés au troisième trimestre de 2013 et s'échelonner sur quatre à cinq semaines. Les répercussions de ces travaux de maintenance sur la production ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2013.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	Trimestres clos les 30 juin 2012	Semestres clos les 30 juin 2013	Semestres clos les 30 juin 2012
Produits bruts	**1 682**	1 805	**3 454**	3 767
Moins les redevances	**(335)**	(392)	**(649)**	(870)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	**1 347**	1 413	**2 805**	2 897
Résultat net	**301**	(430)	**655**	(98)
Résultat opérationnel [1)]				
Côte Est du Canada	**173**	163	**304**	327
International	**115**	186	**312**	381
Amérique du Nord (activités terrestres)	**13**	(62)	**39**	(89)
	301	287	**655**	619
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles [1)]	**668**	656	**1 358**	1 333

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.

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 301 M$ pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 430 M$ pour le deuxième trimestre de 2012. La perte inscrite pour le deuxième trimestre de 2012 tenait compte de pertes de valeur et de sorties de 694 M$ (déduction faite d'impôt sur le résultat de néant) liées aux actifs de la Société en Syrie, ainsi que d'un ajustement de l'impôt différé de 23 M$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat opérationnel de 301 M$ pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 287 M$ pour le deuxième trimestre de 2012. Le secteur Côte Est du Canada a inscrit un résultat opérationnel de 173 M$, en hausse en raison principalement de l'accroissement des volumes de production qui a découlé de l'exécution d'importants travaux de maintenance planifiés durant le trimestre correspondant de l'exercice précédent et de la baisse des charges liées aux redevances. Le résultat opérationnel du secteur International, qui s'est établi à 115 M$, a fléchi en raison de la fermeture temporaire d'un champ en Libye et de la diminution des prix moyens obtenus. Le résultat opérationnel du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est amélioré pour s'établir à 13 M$, alors qu'un résultat opérationnel correspondant à une perte avait été inscrit pour le deuxième trimestre de 2012. Cette amélioration s'explique principalement par la diminution du montant inscrit au titre de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion attribuable au fait que cette dotation n'est plus comptabilisée pour les actifs détenus en vue de la vente, par la hausse des prix moyens obtenus, ainsi que par la baisse des charges opérationnelles qui a été enregistrée au deuxième trimestre de 2013 du fait que les charges opérationnelles du deuxième trimestre de 2012 tenaient compte des dépenses liées à l'incident survenu au puits Altares.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 668 M$ au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 656 M$ au deuxième trimestre de 2012, ce qui reflète la hausse du résultat opérationnel.

Résultat opérationnel

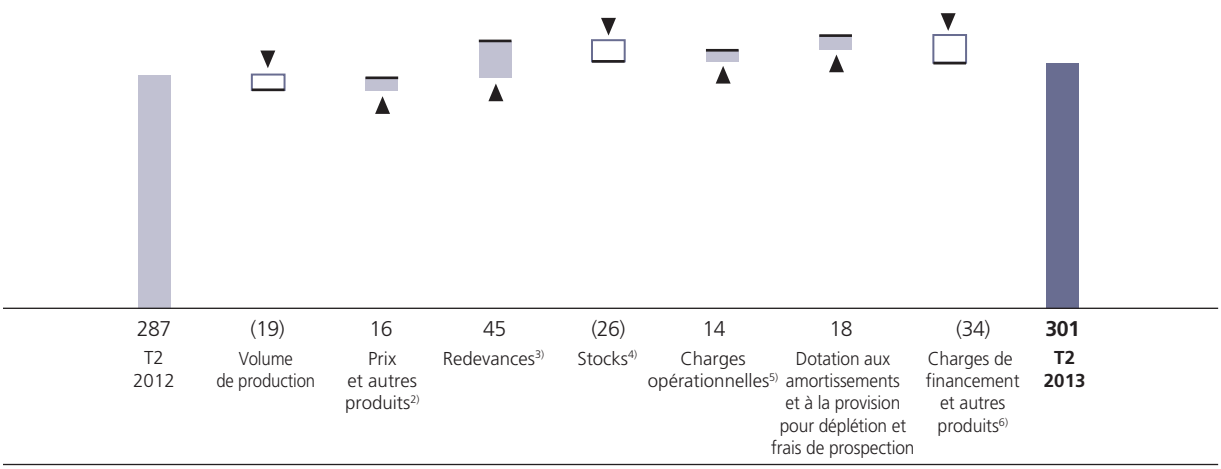
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	Trimestres clos les 30 juin 2012	Semestres clos les 30 juin 2013	Semestres clos les 30 juin 2012
Résultat net présenté	**301**	(430)	**655**	(98)
Pertes de valeur et sorties	—	694	—	694
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	23	—	23
Résultat opérationnel [1)]	**301**	287	**655**	619

1) Mesure financière 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[1)]

(en millions de dollars)



1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent l'incidence des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif qui suit l'analyse de rapprochement. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.

2) Comprend les prix obtenus avant les redevances, les autres produits opérationnels et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers.

3) Les redevances en Libye et en Syrie représentent l'écart entre les produits bruts, calculé d'après la quote-part de la production revenant à Suncor, diminuée des produits nets lui revenant aux termes des contrats respectifs.

4) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.

5) Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport, des frais de démarrage liés aux projets et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks).

6) Ce facteur tient compte également des profits et des pertes de change liés aux activités opérationnelles, 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'impôt effectifs, et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	**2013**	2012
Volumes de production (kbep/j)	**190,7**	204,6	**198,8**	212,7
Côte Est du Canada (kb/j)	**57,8**	49,8	**58,1**	57,6
International (kbep/j)	**84,8**	100,6	**91,0**	98,3
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi^3e/j)	**289**	325	**299**	341
Composition (liquides/gaz) (%)	**77/23**	76/24	**78/22**	75/25
Côte Est du Canada	**100/0**	100/0	**100/0**	100/0
International	**98/2**	99/1	**99/1**	99/1
Amérique du Nord (activités terrestres)	**13/87**	9/91	**14/86**	10/90

La production du secteur Côte Est du Canada s'est établie en moyenne à 57 800 b/j au deuxième trimestre de 2013, contre 49 800 b/j au deuxième trimestre de 2012.

- La production de Terra Nova s'est établie en moyenne à 16 800 b/j, en hausse comparativement à celle de 13 300 b/j enregistrée pour l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par le programme de maintenance à quai qui avait été entrepris au deuxième trimestre de 2012. Au cours du deuxième trimestre de 2013, une inspection périodique des installations réalisée à Terra Nova a permis de déceler des dommages causés à l'une des neuf chaînes de mouillage. En conséquence, la Société a prolongé la durée des travaux de maintenance planifiés de 4 semaines pour la porter à 11 semaines, et ce, afin de réparer la chaîne endommagée et de procéder à des travaux de maintenance préventifs sur les huit autres chaînes. La production sera interrompue à Terra Nova durant l'exécution de ces travaux, qui devraient débuter en septembre.
- La production de White Rose s'est établie en moyenne à 15 300 b/j, en hausse par rapport à celle de 5 500 b/j enregistrée pour le deuxième trimestre de 2012, en raison essentiellement du programme de maintenance planifiée hors station qui s'est déroulé au deuxième trimestre de 2012.
- La production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 25 700 b/j, en légère baisse par rapport à celle de 31 000 b/j enregistrée pour le deuxième trimestre de 2012, en raison de la déplétion naturelle et des travaux de maintenance non planifiés réalisés au deuxième trimestre de 2013.

La production du secteur International s'est établie en moyenne à 84 800 bep/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 100 600 bep/j au deuxième trimestre de 2012.

- La production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 27 000 b/j, en baisse comparativement à celle de 42 700 b/j enregistrée pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la fermeture temporaire d'un champ en Libye qui visait à permettre la mise en place de mesures de sécurité sur le terrain. La production est revenue à la normale à la mi-juillet, mais la situation récente de la main d'œuvre a eu des répercussions sur les activités liées aux terminaux, ce qui peut réduire la production et les chargements au cours du troisième trimestre de 2013. Suncor continue de surveiller de près ses activités de production et d'exploration pendant que le pays poursuit sa difficile transition vers un environnement plus stable.
- La production provenant de Buzzard s'est établie en moyenne à 57 800 bep/j, en comparaison de 57 900 bep/j pour le même trimestre en 2012, ce qui témoigne de la grande fiabilité des installations et de la stabilité de la cadence de production.

La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est établie en moyenne à 289 Mpi^3e/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 325 Mpi^3e/j au deuxième trimestre de 2012. Cette diminution du volume de production est attribuable à la déplétion naturelle et au fait que la production du deuxième trimestre de 2012 comprenait un volume supplémentaire provenant de puits situés dans des champs du sud-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique qui ont été fermés en raison de la baisse des prix du gaz naturel et de la fermeture d'une installation de traitement du gaz exploitée par un tiers.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les 30 juin 2013	Trimestres clos les 30 juin 2012	Semestres clos les 30 juin 2013	Semestres clos les 30 juin 2012
Exploration et production	**84,28**	82,25	**87,75**	87,19
Côte Est du Canada ($/b)	**103,68**	104,25	**108,12**	114,50
International ($/bep)	**101,18**	105,84	**106,24**	110,09
Amérique du Nord (activités terrestres) ($/kpi³e)	**5,30**	3,14	**4,97**	3,44

Au deuxième trimestre de 2013, les prix obtenus pour la production de pétrole brut provenant du secteur Côte Est du Canada et du secteur International ont été moins élevés que ceux obtenus au deuxième trimestre de 2012, ce qui reflète la diminution des prix de référence du brut Brent. Les prix obtenus par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont été plus élevés en raison surtout de la hausse des prix de référence pour le gaz naturel et de la plus grande proportion de liquides de gaz naturel vendue.

Redevances

Les redevances du secteur Exploration et production ont été moins élevées au deuxième trimestre de 2013 qu'au deuxième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par la diminution des redevances en Libye et par la baisse des taux de redevances à Terra Nova attribuable à la hausse des coûts déductibles résultant des travaux de maintenance planifiés exécutés en 2012, partiellement contrebalancées par l'incidence de l'accroissement de la production provenant de la Côte Est du Canada.

Stocks

Les résultats du deuxième trimestre de 2013 rendent compte d'une moins grande réduction des stocks qu'au deuxième trimestre de l'exercice précédent, au cours duquel des stocks avaient été utilisés durant le déroulement des programmes de maintenance planifiés de Terra Nova et de White Rose.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été moins élevées au deuxième trimestre de 2013 qu'au deuxième trimestre de 2012, en raison surtout des dépenses liées au confinement et à la surveillance qui avaient été engagées au deuxième trimestre de 2012 par suite de l'incident survenu au puits Altares en mars 2012.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont diminué au deuxième trimestre de 2013 par rapport à la même période en 2012. La baisse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion s'explique principalement par la diminution du montant inscrit au titre de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion attribuable au fait que cette dotation n'est plus comptabilisée pour les actifs détenus en vue de la vente du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), ainsi que par la baisse des volumes de production provenant de la Libye, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par l'accroissement de la production provenant de la Côte Est du Canada. Les frais de prospection ont diminué, en raison principalement de la sortie, au deuxième trimestre de l'exercice précédent, d'un puits d'exploration se rapportant au deuxième puits d'appréciation de la zone de découverte Beta, en Norvège, partiellement contrebalancée par les dépenses engagées au deuxième trimestre de 2013 dans le cadre d'un programme de levés sismiques tridimensionnels mené en Norvège. Au deuxième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé une charge de 14 M$ (5 M$ après impôt) au titre d'un puits d'exploration inexploitable situé au Royaume-Uni.

Les charges de financement et autres produits ont eu une incidence défavorable sur les résultats, en raison principalement des pertes de change comptabilisées au Royaume-Uni au deuxième trimestre de 2013 par suite de la dépréciation du dollar américain par rapport à la livre sterling. En comparaison, le dollar américain s'était raffermi par rapport à la livre sterling au deuxième trimestre de 2012, ce qui avait eu une incidence positive sur les résultats.

Vente envisagée d'activités liées au gaz naturel

Le 15 avril 2013, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente d'une part importante de ses actifs liés au gaz naturel situés dans l'Ouest canadien pour une contrepartie de 1 G$, sous réserve des ajustements de clôture en fonction des facteurs économiques, avec prise d'effet le 1er janvier 2013. La clôture de la transaction, qui devrait avoir lieu au cours du troisième trimestre de 2013, est assujettie aux conditions de clôture et aux approbations réglementaires. Pour le deuxième trimestre de 2013, les actifs visés par la vente ont généré une production s'élevant à 43 000 bep/j, qui se composait à 90 % de gaz naturel, et ils ont généré un résultat net se chiffrant à environ 26 M$ et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles s'élevant à environ 33 M$. La vente exclut la majorité des biens gaziers non conventionnels que Suncor détient dans la région de Kobes, en Colombie-Britannique, de même que ses actifs pétroliers non conventionnels situés dans la région de Wilson Creek, dans le centre de l'Alberta.

Autres éléments

Au cours du premier trimestre de 2013, la Société a mené à bien le processus de négociation qu'elle avait amorcée avec la société pétrolière nationale de la Libye relativement à ses engagements de prospection aux termes des CEPP. À l'issue des négociations, la Société s'est vue accorder un sursis afin de tenir compte de la période durant laquelle elle était assujettie à un cas de force majeure en raison de l'agitation politique et était incapable de remplir ses engagements au titre de la prospection. La Société continue de faire des progrès en ce qui a trait au programme de forage de prospection de 2013.

Résultats du premier semestre de 2013

Le secteur Exploration et production a inscrit un résultat net de 655 M$ pour le premier semestre de 2013, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 98 M$ pour le premier semestre de 2012. Le résultat net du premier semestre de 2012 tenait compte de pertes de valeur et de sorties de 694 M$ liées aux actifs de la Société en Syrie et d'un ajustement de l'impôt différé de 23 M$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Le résultat opérationnel du secteur Exploration et production s'est établi à 655 M$ pour le premier semestre de 2013, en comparaison de 619 M$ pour le premier semestre de 2012. La hausse du résultat opérationnel est attribuable à la diminution des charges liées aux redevances, des charges opérationnelles et de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, en partie contrebalancée par la baisse des volumes de production.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 1,358 G$ au premier semestre de 2013, en comparaison de 1,333 G$ au premier semestre de 2012. Cette hausse s'explique principalement par la diminution des charges liées aux redevances et des charges opérationnelles, partiellement contrebalancée par la baisse des volumes de production et par l'incidence des sorties de créances en Syrie au deuxième trimestre de 2012.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance périodiques annuels planifiés à White Rose et à Buzzard au troisième trimestre de 2013. Les travaux de maintenance d'une durée prévue de 11 semaines à Terra Nova sont censés débuter en septembre.

Les répercussions de ces travaux de maintenance sur la production ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2013.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2013**	2012	**2013**	2012
Produits opérationnels	**6 449**	6 572	**13 030**	12 958
Résultat net	**432**	501	**1 214**	977
Résultat opérationnel [1]				
Activités de raffinage et d'approvisionnement	**355**	438	**1 068**	836
Activités de commercialisation	**77**	78	**146**	156
	432	516	**1 214**	992
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles [1]	**646**	711	**1 713**	1 441

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

Pour le deuxième trimestre de 2013, le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 432 M$, en comparaison d'un résultat net de 501 M$ et d'un résultat opérationnel de 516 M$ pour le deuxième trimestre de 2012. Le résultat net du deuxième trimestre de 2012 tenait compte d'un ajustement de l'impôt différé de 15 M$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 355 M$ au résultat opérationnel du deuxième trimestre de 2013, ce qui représente une baisse par rapport à la même période en 2012. Cette baisse résulte principalement du fléchissement des volumes de production et de l'augmentation des charges opérationnelles, contrebalancés par l'incidence de la légère hausse des prix du pétrole brut enregistrée au deuxième trimestre de 2013, en comparaison d'une diminution des prix au deuxième trimestre de 2012. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 77 M$ au deuxième trimestre de 2013, ce qui correspond essentiellement au chiffre inscrit pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation se sont chiffrés à 646 M$ au deuxième trimestre de 2013, contre 711 M$ au deuxième trimestre de 2012. Cette baisse est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Résultat opérationnel

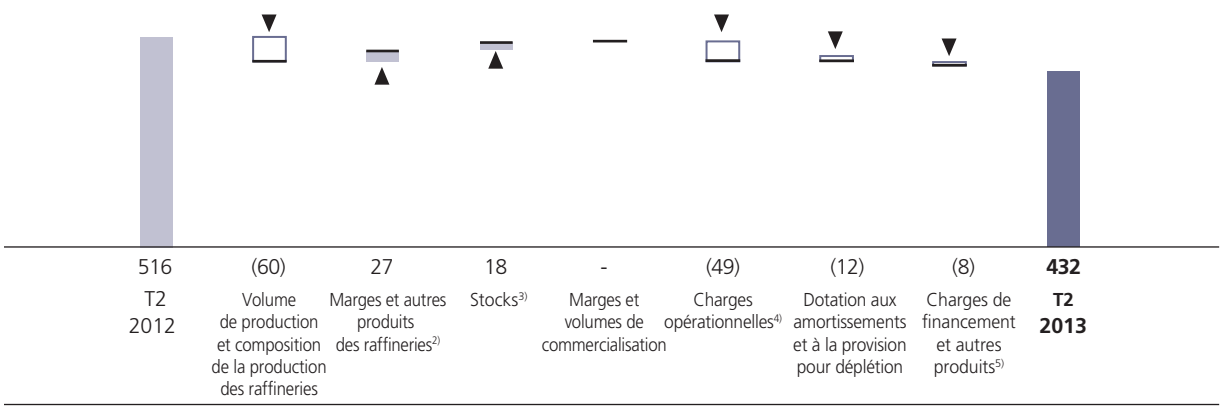
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	Trimestres clos les 30 juin 2012	Semestres clos les 30 juin 2013	Semestres clos les 30 juin 2012
Résultat net présenté	**432**	501	**1 214**	977
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	**—**	15	**—**	15
Résultat opérationnel [1]	**432**	516	**1 214**	992

1) Mesure financière 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[1]

(en millions de dollars)



1) Ces facteurs représentent les écarts après impôt et incluent l'incidence des ajustements du résultat opérationnel. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans le texte descriptif qui suit l'analyse de rapprochement. Cette analyse est fournie du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser le rendement.

2) Ce facteur représente les marges tirées des activités de raffinage et d'approvisionnement, les autres produits opérationnels, l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, ainsi que l'incidence, sur la valeur des stocks, de la volatilité des prix du pétrole brut.

3) Le facteur d'écart sur stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée en réduisant les stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans la présente analyse de rapprochement, le calcul du facteur d'écart sur stocks permet à la Société de présenter le facteur d'écart sur volume en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction du volume des ventes.

4) Le facteur lié aux charges opérationnelles tient compte des frais de transport et des charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux.

5) Ce facteur tient compte également 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'impôt effectifs et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Volumes

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	**2013**	2012
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	**212,1**	192,5	**208,9**	191,7
Ouest de l'Amérique du Nord	**202,4**	234,7	**219,8**	234,7
Total	**414,5**	427,2	**428,7**	426,4
Taux d'utilisation des raffineries[1),2)] (%)				
Est de l'Amérique du Nord	**96**	87	**94**	86
Ouest de l'Amérique du Nord	**85**	101	**92**	100
Total	**90**	94	**93**	93
Ventes de produits raffinés (en milliers de m^3/j)				
Essence	**35,8**	41,0	**37,6**	39,8
Distillat	**34,4**	29,5	**34,2**	29,6
Autres	**14,4**	17,0	**13,6**	14,4
Total	**84,6**	87,5	**85,4**	83,8

1) En date du 1er janvier 2013, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, qui est passée de 135 000 b/j à 140 000 b/j. Les taux d'utilisation du trimestre correspondant de l'exercice précédent n'ont pas été recalculés, et ils reflètent donc la capacité nominale d'avant la hausse.

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

Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord a augmenté pour atteindre 212 100 b/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 192 500 b/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent, grâce à l'excellente fiabilité des raffineries de Montréal et de Sarnia. Au deuxième trimestre de 2012, la production s'était ressentie de l'interruption non planifiée d'une unité de traitement du brut de la raffinerie de Sarnia et de la moins grande disponibilité des charges d'alimentation du brut. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a diminué pour s'établir à 202 400 b/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 234 700 b/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent, en raison essentiellement des répercussions des travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés à la raffinerie d'Edmonton, partiellement contrebalancées par l'excellente fiabilité de la raffinerie de Commerce City. La Société a effectué des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines portant sur le train de pétrole brut lourd sulfureux et des travaux de maintenance non planifiés portant sur la conduite principale de gaz de torche à la raffinerie d'Edmonton. Les taux d'utilisation étaient revenus à la normale à la fin du mois de mai. Le taux d'utilisation global des raffineries s'est établi en moyenne à 90 % au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 94 % au deuxième trimestre de 2012, ce qui rend compte à la fois de la baisse du taux d'utilisation de la raffinerie d'Edmonton et d'une hausse des taux d'utilisation de toutes les autres raffineries.

Les ventes totales ont diminué pour se chiffrer à 84 600 m^3/j au deuxième trimestre de 2013, en comparaison de 87 500 m^3/j au deuxième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par le fléchissement des volumes de production.

Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les marges dégagées sur les produits raffinés ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2013 qu'au trimestre correspondant de 2012.

- L'augmentation des marges sur les produits raffinés tient avant tout à la hausse après impôt d'environ 4 M$ du résultat qui a découlé de la légère hausse des prix du pétrole brut observée au deuxième trimestre de 2013, en comparaison d'une baisse après impôt d'environ 135 M$ du résultat au deuxième trimestre de l'exercice précédent, attribuable à la diminution généralisée des prix du pétrole brut durant ce trimestre.
- L'augmentation des marges a été partiellement neutralisée par le rétrécissement des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd canadien, lequel s'est traduit par une augmentation du coût des charges d'alimentation pour le pétrole brut synthétique et le bitume.
- Les marges de craquage de référence ont été moins élevées au deuxième trimestre de 2013 qu'au deuxième trimestre de 2012 pour l'ensemble des régions où la Société vend des produits raffinés, à l'exception de la marge de craquage 3-2-1 à Chicago.

Les marges dégagées sur les ventes au détail et les ventes en gros au deuxième trimestre de 2013 ont été essentiellement les mêmes qu'au deuxième trimestre de 2012.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2013 qu'au deuxième trimestre de 2012, en raison principalement de l'augmentation des prix du gaz naturel, de la hausse de la charge au titre de la rémunération fondée sur des actions et de la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance non planifiés. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au deuxième trimestre de 2013 par suite de l'accroissement des actifs.

Résultats du premier semestre de 2013

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 1,214 G$ pour le premier semestre de 2013, en comparaison d'un résultat net de 977 M$ et d'un résultat opérationnel de 992 M$ pour le premier semestre de 2012. Cette progression découle essentiellement de la baisse du coût des charges d'alimentation du brut par rapport au prix du WTI et de l'augmentation des marges de craquage, principalement au premier trimestre de 2013. La hausse généralisée des prix du pétrole brut a eu pour effet d'augmenter d'environ 121 M$ le résultat après impôt du premier semestre de 2013, tandis que la baisse généralisée des prix du pétrole brut avait eu pour effet de diminuer d'environ 128 M$ le résultat après impôt du premier semestre de 2012.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 1,713 G$ au premier semestre de 2013, en hausse comparativement à ceux de 1,441 G$ inscrits pour le premier semestre de 2012, en raison principalement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Travaux de maintenance planifiés

Des travaux de maintenance d'une durée de sept semaines devraient être entrepris à l'égard de l'une des unités de traitement du brut de la raffinerie de Sarnia vers la fin du troisième trimestre de 2013. Les répercussions de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2013.

Les travaux de maintenance planifiés qui devaient être effectués à l'égard de l'unité du brut synthétique peu sulfureux de la raffinerie d'Edmonton ont été reportés au deuxième semestre de 2014.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	2012	Semestres clos les 30 juin 2013	2012
Résultat net	**(347)**	(106)	**(715)**	(77)
Résultat opérationnel [1]				
Énergie renouvelable	**21**	19	**33**	34
Négociation de l'énergie	**16**	47	**94**	99
Siège social	**(174)**	(76)	**(417)**	(224)
Éliminations	**44**	27	**(25)**	9
	(93)	17	**(315)**	(82)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles [1]	**40**	37	**(281)**	(73)

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.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 347 M$ pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 106 M$ pour le deuxième trimestre de 2012. Au cours du deuxième trimestre de 2013, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 254 M$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains, en comparaison d'une perte après impôt plus modeste de 143 M$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La perte nette inscrite pour le deuxième trimestre de 2012 reflétait également une diminution de l'impôt différé de 20 M$ découlant d'une modification du taux d'imposition.

Résultat opérationnel

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 93 M$ pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat opérationnel de 17 M$ pour le deuxième trimestre de 2012.

Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	2012	Semestres clos les 30 juin 2013	2012
Résultat net	**(347)**	(106)	**(715)**	(77)
Perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	**254**	143	**400**	15
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	**—**	(20)	**—**	(20)
Résultat opérationnel [1]	**(93)**	17	**(315)**	(82)

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

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	**2013**	2012
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	**103**	102	**230**	243
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	**98,0**	96,8	**206,6**	203,2

Au deuxième trimestre de 2013, les actifs liés à l'énergie renouvelable de Suncor ont contribué à hauteur de 21 M$ au résultat opérationnel, tandis qu'ils y avaient contribué à hauteur de 19 M$ au deuxième trimestre de 2012. Cette augmentation résulte principalement de la hausse des prix de l'électricité enregistrée au deuxième trimestre de 2013, partiellement neutralisée par la diminution des marges dégagées sur la production d'éthanol qui a résulté de l'augmentation du coût des charges d'alimentation.

Négociation de l'énergie

Au deuxième trimestre de 2013, les activités liées à la négociation de l'énergie ont contribué à hauteur de 16 M$ au résultat opérationnel, tandis qu'elles y avaient contribué à hauteur de 47 M$ au deuxième trimestre de l'exercice précédent. Cette baisse tient principalement à la diminution des profits liés aux stratégies de négociation du pétrole brut canadien de la Société qui a résulté du rétrécissement des écarts de prix et des arrêts de pipelines.

Siège social

Le siège social a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 174 M$ pour le deuxième trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 76 M$ pour le deuxième trimestre de 2012. Ce recul est principalement attribuable à la charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour le trimestre, comparativement à un recouvrement inscrit au cours du deuxième trimestre de l'exercice précédent, à la diminution des intérêts capitalisés et aux dépenses supplémentaires affectées au projet d'amélioration des processus mis en œuvre à l'échelle de la Société. Au deuxième trimestre de 2013, la Société a incorporé une tranche de 104 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 148 M$ au deuxième trimestre de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique par la baisse du nombre de projets majeurs au deuxième trimestre de 2013.

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 2013, la Société a comptabilisé un profit intersectoriel après impôt qui avait été précédemment éliminé de 44 M$, en comparaison de 27 M$ au deuxième trimestre de 2012.

Résultats du premier semestre de 2013

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat net correspondant à une perte de 715 M$ pour le premier semestre de 2013, en comparaison d'un résultat net correspondant à une perte de 77 M$ pour le premier semestre de 2012. Le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain au cours du premier semestre de 2013, ce qui a entraîné une perte de change latente après impôt de 400 M$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. La dépréciation du dollar canadien avait été moindre au premier semestre de 2012, de sorte qu'une

perte de change latente après impôt de 15 M$ avait été comptabilisée à l'égard de la dette à long terme libellée en dollars américains. La perte nette inscrite pour le premier semestre de 2012 reflétait également la diminution de 20 M$ de l'impôt différé.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 315 M$ pour le premier semestre de 2013, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 82 M$ pour le premier semestre de 2012. Ce recul du résultat opérationnel est principalement attribuable à la baisse des intérêts capitalisés, aux dépenses supplémentaires engagées dans le cadre de la mise en œuvre par Suncor de mesures d'amélioration visant tous les aspects de ses activités, ainsi qu'à l'élimination d'un profit après impôt au premier semestre de 2013, alors qu'un profit précédemment éliminé avait été comptabilisé au premier semestre de l'exercice précédent. Au premier semestre de 2013, la Société a incorporé une tranche de 200 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 306 M$ au premier semestre de 2012. Cette diminution s'explique par la baisse du nombre de projets majeurs au deuxième trimestre de 2013.

6. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2013**	2012	**2013**	2012
Sables pétrolifères	**1 487**	1 093	**2 523**	2 270
Exploration et production	**315**	315	**675**	521
Raffinage et commercialisation	**165**	158	**243**	247
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	**13**	40	**24**	46
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	**1 980**	1 606	**3 465**	3 084
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	**(104)**	(148)	**(200)**	(306)
	1 876	1 458	**3 265**	2 778

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2013 Maintien	Croissance	**Total**	Semestre clos le 30 juin 2013 Maintien	Croissance	**Total**
Sables pétrolifères	960	442	**1 402**	1 549	809	**2 358**
Sables pétrolifères – Activités de base	*655*	*25*	***680***	*920*	*43*	***963***
In situ	*195*	*212*	***407***	*438*	*300*	***738***
Coentreprises des Sables pétrolifères	*110*	*205*	***315***	*191*	*466*	***657***
Exploration et production	35	264	**299**	92	553	**645**
Raffinage et commercialisation	151	15	**166**	225	18	**243**
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	9	—	**9**	19	—	**19**
	1 155	721	**1 876**	1 885	1 380	**3 265**

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.

Au deuxième trimestre de 2013, Suncor a affecté un montant de 1,876 G$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection (compte non tenu des intérêts capitalisés). Les activités menées au cours du deuxième trimestre de 2013 comprenaient les activités 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 680 M$ au deuxième trimestre de 2013, dont 655 M$ en dépenses en immobilisations de maintien et 25 M$ en dépenses en immobilisations de croissance. Les dépenses en immobilisations du trimestre ont été affectées principalement aux travaux de révision effectués à l'usine de valorisation 1 et à d'autres travaux de maintenance planifiés. La Société continue de faire progresser les autres travaux entrepris pour assurer la fiabilité et le maintien, notamment la construction des actifs destinés à soutenir les travaux en cours liés au procédé de gestion des résidus TRO[MC], et les activités visant à réduire l'utilisation d'eau douce, y compris l'aménagement d'une usine de traitement de l'eau. En outre, la construction des deux derniers réservoirs de stockage sur les quatre qui devaient être érigés à Hardisty, en Alberta, s'est poursuivie au deuxième trimestre de 2013, leur mise en service étant prévue pour le troisième trimestre de 2013.

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 407 M$. De ce montant, 212 M$ ont été affectés à des projets de croissance. Les dépenses en immobilisations de croissance engagées pour le trimestre concernent essentiellement un contrat de location simple visant le réseau interconnecté et les installations de mise en réservoir destinées à faciliter le mélange du bitume au terminal d'Athabasca de Suncor. La Société a achevé la construction du reste des infrastructures prévues dans le cadre de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag et peut

maintenant acheminer le flot de bitume chaud provenant de Firebag jusqu'à son terminal d'Athabasca afin qu'il soit mélangé, refroidi et transporté jusqu'aux marchés. Ces actifs ont été mis en service après la fin du trimestre. Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent également des dépenses visant à faire progresser le projet de désengorgement mené aux installations de MacKay River dans le but d'accroître la capacité de production d'environ 20 % au cours des deux prochains exercices, pour une capacité totale de 38 000 b/j.

Les dépenses en immobilisations de maintien ont totalisé 195 M$ et ont été affectées aux activités de conception, d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction en cours relativement aux 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 et aux travaux de maintenance réalisés à l'une des installations de traitement centralisé de Firebag.

Coentreprises des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations de croissance du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 205 M$. La Société prévoit présenter le projet Fort Hills aux copropriétaires de projet au quatrième trimestre de 2013 en vue d'obtenir l'autorisation des dépenses liées au projet. Les dépenses en immobilisations portent principalement sur les travaux de conception, la préparation du site et l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison. En ce qui concerne le projet d'exploitation minière Joslyn, la Société et les copropriétaires de projet ont continué de mettre l'accent sur les travaux liés à la conception et aux exigences réglementaires et comptent fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses dès qu'une date se précisera.

La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 110 M$, ce qui comprend les dépenses liées au remplacement du train minier de la mine Mildred Lake et au déplacement du train minier de la mine Aurora.

Exploration et production

Des dépenses en immobilisations de croissance et des frais de prospection totalisant 264 M$ ont été engagés pour faire avancer d'importants projets de croissance. Les dépenses de croissance liées au projet Golden Eagle ont été affectées à la poursuite des travaux de construction des installations de surface, des treillis pour la plateforme d'exploitation et des installations sous-marines. L'installation d'infrastructures a débuté sur le site du champ au cours du trimestre, ce qui marque la réalisation d'un important jalon du projet. La production des premiers barils de pétrole issus de ce projet est attendue pour la fin de 2014 ou le début de 2015. À Hebron, les dépenses de croissance ont été affectées à l'élaboration des plans d'ingénierie détaillés et aux premiers travaux de construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface, l'extraction de pétrole devant commencer en 2017. Quant au projet d'extension sud d'Hibernia et au projet d'extension sud de White Rose, les travaux d'ingénierie détaillés et l'acquisition d'équipement ont progressé.

La Société poursuit la mise en valeur de son gisement dans la formation pétrolifère Cardium, dans l'Ouest du Canada, et poursuit le forage de délimitation portant sur son gisement dans la formation schisteuse Montney (C.-B.).

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation continue d'axer ses dépenses en immobilisations sur l'intégration avec le secteur Sables pétrolifères de la Société et sur le rehaussement de la fiabilité au moyen de travaux de maintenance planifiés. Au cours du deuxième trimestre de 2013, le secteur Raffinage et commercialisation a affecté des dépenses en immobilisations de 166 M$ aux travaux de maintenance planifiés portant sur la raffinerie d'Edmonton de même qu'aux premiers travaux d'ingénierie et de conception d'installations destinés à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir et à traiter le pétrole brut tiré des activités terrestres de la Société. Les travaux de construction visant à permettre le transport ferroviaire du

pétrole brut provenant des terres vers la raffinerie de Montréal se sont poursuivis au deuxième trimestre de 2013; les installations devraient être en service au quatrième trimestre de 2013.

7. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

Périodes de 12 mois closes les 30 juin	**2013**	2012
Rendement du capital investi (en pourcentage) [1]		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	**8,1**	14,2
Compte tenu des projets majeurs en cours	**6,7**	10,8
Ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles [2] (en nombre de fois)	**0,7**	0,6
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat [3]	**7,3**	11,3
Base des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles [2],[4]	**16,8**	17,8

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

2) Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

3) Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette capitalisés.

4) Somme des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, 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.

Ressources en capital

Les ressources en capital de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de la trésorerie et des équivalents ainsi que des lignes de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des ressources en capital dont elle a besoin pour financer le reste de ses dépenses en immobilisations prévues pour 2013, qui s'élèvent à 7,0 G$, et qu'elle sera en mesure de répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qu'elle générera d'ici la fin de 2013, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'émission de papier commercial et de billets ou débentures à long terme. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles 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 opérationnelles, 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 un financement additionnel suffisant sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

Au premier semestre de 2013, la trésorerie et les équivalents ont augmenté pour s'établir à 4,530 G$, en comparaison de 4,385 G$ au 31 décembre 2012, grâce principalement à la stabilité des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qui ont été générés, lesquels ont dépassé les dépenses en immobilisations, partiellement contrebalancée par l'acquisition de la participation de Total E&P dans VULP pour une contrepartie de 515 M$ et par le rachat d'actions ordinaires de la Société totalisant 699 M$. Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2013, le ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles s'est établi à 0,7 fois, ce qui est conforme à la limite fixée par la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 2,0 fois. Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient environ 4,594 G$ au 30 juin 2013, contre 4,735 G$ au 31 décembre 2012.

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.

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, qui peut 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 60 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 juin 2013, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 22 % (22 % au 31 décembre 2012). À l'heure actuelle, la Société respecte toutes les clauses restrictives liées aux activités opérationnelles.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**30 juin 2013**	31 décembre 2012
Dette à court terme	**789**	775
Tranche courante de la dette à long terme	**345**	311
Dette à long terme	**10 510**	9 938
Dette totale	**11 644**	11 024
Moins la trésorerie et ses équivalents	**4 530**	4 385
Dette nette	**7 114**	6 639
Capitaux propres	**40 243**	39 215
Dette totale majorée des capitaux propres	**51 887**	50 239
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	**22**	22

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre et semestre clos le 30 juin 2013 T2	CUM
Dette nette à l'ouverture de la période	6 786	6 639
Augmentation de la dette nette	328	475
Dette nette au 30 juin 2013	7 114	7 114
Augmentation de la dette nette		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 250	4 534
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres placements	(1 982)	(3 471)
Acquisition	—	(515)
Produit des cessions, déduction faite des frais d'acquisition	2	6
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(299)	(455)
Rachat d'actions ordinaires	(294)	(699)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	250	538
Incidence du change sur la trésorerie, la dette à long terme et d'autres soldes	(255)	(413)
	(328)	(475)

Au 30 juin 2013, la dette nette de Suncor s'établissait à 7,114 G$, en comparaison de 6,639 G$ au 31 décembre 2012. La dette nette a augmenté de 475 M$ au cours du premier semestre de 2013, en raison surtout de l'acquisition de la participation de Total E&P dans VULP, des rachats d'actions, du versement de dividendes et de la comptabilisation de pertes de change latentes sur la dette à long terme libellée en dollars américains, partiellement contrebalancés par les importants flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qui ont été générés, lesquels ont été supérieurs au total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection.

Placements à court terme

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 en 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. L'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois, et toutes les contreparties aux placements doivent jouir d'une notation élevée. Au 30 juin 2013, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance des placements à court terme du portefeuille était d'environ 61 jours.

Actions ordinaires

Actions en circulation

30 juin 2013 (en milliers)	
Actions ordinaires	1 502 884
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	38 403
Options sur actions ordinaires – exerçables	29 966

Au 29 juillet 2013, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 501 033 171 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en circulation, exerçables et non exerçables, s'élevait à 38 142 428. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en circulation peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Au cours du troisième trimestre de 2012, la Société a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (la « TSX ») (l'« offre publique de rachat de 2012 »), aux termes de laquelle elle est autorisée à racheter de ses actions ordinaires aux fins d'annulation par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York et d'autres plateformes de négociation, jusqu'à une valeur maximale de 1,0 G$. En avril 2013, Suncor avait racheté des actions ordinaires d'une valeur de 1 G$ aux termes de l'offre publique de rachat de 2012. Au cours du deuxième trimestre de 2013, la TSX a approuvé la demande de Suncor visant à modifier l'offre publique de rachat de 2012, l'autorisant ainsi à racheter, aux fins d'annulation, une tranche supplémentaire d'actions ordinaires d'une valeur d'au plus 2 G$ à compter du 2 mai 2013. À la suite de la modification de l'offre publique de rachat de 2012, le plan de rachat prédéterminé qui avait été conclu dans le cadre de la modification de l'offre publique de rachat a été annulé et la Société a conclu, avec un courtier désigné, un nouveau plan de rachat prédéterminé.

Après le deuxième trimestre de 2013, la TSX a approuvé la demande de Suncor visant à annuler l'offre publique de rachat de 2012 à la clôture des marchés le 2 août 2013, et à lancer une nouvelle offre publique de rachat (l'« offre publique de rachat de 2013 ») par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. La demande prévoit que Suncor peut racheter aux fins d'annulation une tranche d'une valeur approximative d'au plus 1,8 G $

de ses actions ordinaires entre le 5 août 2013 et le 4 août 2014. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2013, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 66 414 828 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 4 % du flottant d'actions ordinaires émises et en circulation au 29 juillet 2013.

Les actionnaires peuvent obtenir un exemplaire de l'avis d'intention de procéder à l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités auprès du service des relations avec les investisseurs de la Société.

Au cours du deuxième trimestre de 2013, la Société a racheté un total de 9 666 300 actions dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2012 au prix moyen de 30,35 $ chacune, pour un coût total de 294 M$. En date du 29 juillet 2013, elle avait racheté une tranche supplémentaire de 2 268 200 actions dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2012 au prix moyen de 32,09 $ chacune, pour un coût de rachat total de 73 M$.

	Trimestre et semestre clos le 30 juin 2013		Période de 12 mois close le 31 décembre 2012
	T2	CUM	
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)			
Actions rachetées directement[1)]	9 666	22 506	46 862
Actions rachetées par suite de l'exercice d'options de vente	—	—	—
	9 666	22 506	46 862
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)			
Coût des rachats	294	699	1 452
Prime des options reçue	—	—	(1)
	294	699	1 451
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	30,35	31,05	30,96

1) Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de relancer son offre publique de rachat dans le cours normal des activités aux termes de laquelle elle était autorisée à racheter des actions ordinaires aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 1 G$ entre le 28 février 2012 et le 5 septembre 2012.

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor a fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel 2012, 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 situation financière, ses résultats opérationnels, sa trésorerie ou ses dépenses en immobilisations. Au deuxième trimestre de 2013, Suncor a conclu dans le cours normal des activités divers ententes totalisant environ 1,0 G$ et portant sur les 25 prochaines années, notamment des contrats visant le transport, l'entreposage, et les infrastructures.

8. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles 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 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 et au premier semestre de 2012. Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles 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 2013**	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	**309,4**	389,0	378,7	378,9	337,8	341,1	356,8	362,5
Exploration et production	**190,7**	207,1	177,8	156,4	204,6	221,2	219,7	183,5
	500,1	596,1	556,5	535,3	542,4	562,3	576,5	546,0
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	**9 648**	9 843	9 396	9 488	9 584	9 639	9 906	10 235
Autres produits	**66**	173	92	88	123	116	60	184
	9 714	10 016	9 488	9 576	9 707	9 755	9 966	10 419
Résultat net	**680**	1 094	(572)	1 544	324	1 446	1 427	1 287
par action ordinaire – de base (en dollars)	**0,45**	0,72	(0,37)	1,01	0,21	0,93	0,91	0,82
par action ordinaire – dilué (en dollars)	**0,45**	0,71	(0,37)	1,00	0,20	0,92	0,91	0,76
Résultat opérationnel[1)]	**934**	1 367	990	1 292	1 249	1 318	1 427	1 789
par action ordinaire – de base[1)] (en dollars)	**0,62**	0,90	0,65	0,84	0,80	0,84	0,91	1,14
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles[1)]	**2 250**	2 284	2 228	2 743	2 347	2 415	2 650	2 721
par action ordinaire – de base[1)] (en dollars)	**1,49**	1,50	1,46	1,79	1,51	1,55	1,69	1,73
RCI[1)] (%, sur 12 mois)	**8,1**	7,1	7,2	12,4	14,2	14,7	13,8	13,4
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	**0,20**	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,11	0,11
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto ($ CA)	**31,00**	30,44	32,71	32,34	29,44	32,59	29,38	26,76
Bourse de New York ($ US)	**29,49**	30,01	32,98	32,85	28,95	32,70	28,83	25,44

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 2013**	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011
Pétrole brut WTI à Cushing	$ US/b	**94,20**	94,35	88,20	92,20	93,50	102,95	94,05	89,75
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	$ US/b	**103,35**	112,65	110,10	109,50	108,90	118,35	109,00	113,40
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	$ US/b	**5,50**	10,60	17,30	11,90	9,85	9,45	5,55	14,80
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	$ CA/b	**92,90**	88,45	84,35	84,70	84,45	92,80	98,20	92,50
WCS à Hardisty	$ US/b	**75,05**	62,40	70,05	70,45	70,60	81,50	83,60	72,10
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	$ US/b	**19,15**	31,95	18,15	21,75	22,90	21,45	10,45	17,65
Condensat à Edmonton	$ US/b	**103,30**	107,20	98,10	96,00	99,40	110,00	108,70	101,65
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	$ CA/kpi[3]	**3,60**	3,05	3,05	2,20	1,85	2,50	3,40	3,70
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 [1)]	$ US/b	**25,60**	31,20	35,95	37,80	31,95	25,80	22,80	36,45
Chicago, marge de craquage 3-2-1 [1)]	$ US/b	**30,70**	27,10	27,85	35,15	27,85	18,80	19,20	33,30
Portland, marge de craquage 3-2-1 [1)]	$ US/b	**30,60**	30,55	29,85	38,15	37,90	27,70	26,45	36,50
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 [1)]	$ US/b	**24,00**	28,80	27,35	33,95	29,30	25,45	20,40	33,10
Taux de change	$ US/$ CA	**0,98**	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00	0,98	1,02
Taux de change à la clôture de la période	$ US/$ CA	**0,95**	0,98	1,01	1,02	0,98	1,00	0,98	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 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 d'avoir subi les répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, le résultat net des huit derniers trimestres a été touché par les événements ou les ajustements non récurrents suivants :

- Le résultat net du premier trimestre de 2013 tient compte d'une charge après impôt de 127 M$ attribuable à la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Cette charge, qui représente le coût que devrait occasionner la décision de suspendre le projet, comprend notamment les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur et des frais liés à l'annulation de contrats.
- Comme Suncor jugeait les perspectives économiques peu propices à la réalisation du projet de l'usine de valorisation Voyageur, elle a procédé à un test de dépréciation au quatrième trimestre de 2012. À la lumière de son estimation des flux de trésorerie nets futurs attendus, elle a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 1,487 G$.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte de la reprise d'une perte de valeur après impôt de 177 M$ que la Société avait comptabilisée à l'égard de ses actifs en Syrie au deuxième trimestre de 2012. Cette reprise a été comptabilisée à la suite d'une nouvelle évaluation de la valeur recouvrable nette des actifs sous-jacents que la Société a réalisée après avoir touché un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte de pertes de valeur après impôt totalisant 128 M$ liées à certains actifs de prospection, de mise en valeur et de production du secteur Exploration et production.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2012 tient compte de pertes de valeur et de sorties après impôt de 694 M$ inscrites à l'égard d'actifs en Syrie par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique et aux sanctions internationales. La Société a cessé de comptabiliser la production et les produits des activités ordinaires liés à ses actifs en Syrie au quatrième trimestre de 2011.

9. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

Une description des méthodes comptables significatives de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés respectivement aux notes 3 et 5 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Adoption de nouvelles normes comptables et de normes comptables révisées

En date du 1er janvier 2013, la Société a adopté les normes IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*, et IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, ainsi que les modifications apportées à IAS 19, *Avantages du personnel*, et à IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*.

Périmètre de consolidation de l'entité présentant l'information financière

IFRS 10 propose un modèle de consolidation unique qui repose sur une nouvelle définition du contrôle s'appliquant à tous les types d'entités, y compris les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées. IFRS 11 établit une approche fondée sur les principes pour la comptabilisation des partenariats, en mettant l'accent sur les droits et les obligations liés au partenariat, et limite l'application de la comptabilisation selon la consolidation proportionnelle aux partenariats qui répondent à la définition d'entreprise commune. Les arrangements qui répondent à la définition d'une coentreprise doivent être comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. IFRS 12 regroupe les exigences concernant les informations à fournir sur les différentes formes de participations dans d'autres entités, dont les filiales, les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées non consolidées.

La Société a identifié deux partenariats existants du secteur Raffinage et commercialisation, qui ont été reclassés rétrospectivement à titre de coentreprises par suite de l'application d'IFRS 11 et qui sont dorénavant comptabilisés selon la méthode de mise en équivalence, plutôt que selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Ce changement n'a pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés, mais il donne lieu à la compensation des produits et des charges de ces entités dans les autres produits. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de ces partenariats sont maintenant comptabilisés en fonction des distributions en trésorerie versées au cours de la période, et non plus en fonction de la quote-part de la Société des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, comme c'était le cas auparavant. De plus, l'investissement net de la Société dans ces entités est maintenant présenté dans les autres actifs. La Société a déterminé que l'adoption d'IFRS 10 n'avait entraîné aucun changement aux conclusions tirées du test de consolidation de ses filiales ou de ses entités détenues.

Avantages du personnel

Les modifications apportées à IAS 19 viennent modifier les directives relatives à la comptabilisation et à la présentation des régimes à prestations définies et aux informations à fournir à ce sujet. La norme révisée exige la comptabilisation immédiate des écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global, éliminant du coup les choix qui étaient offerts auparavant, modifie le calcul et la présentation de la composante charge d'intérêts de la charge de retraite annuelle et requiert la présentation de nouvelles informations sur les régimes à prestations définies.

L'adoption de ces modifications n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés. La Société a comptabilisé une charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée, et elle a reclassé la charge nette

d'intérêts, qui était auparavant incluse dans les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux, dans les charges de financement.

Évaluations de la juste valeur

IFRS 13 établit une source unique de directives s'appliquant à la majeure partie des évaluations de la juste valeur, fournit une définition plus précise de la juste valeur et accroît les obligations en matière d'informations à fournir concernant les évaluations de la juste valeur. L'adoption d'IFRS 13 n'a nécessité aucun ajustement des techniques d'évaluation qu'utilise la Société pour évaluer la juste valeur et n'a entraîné aucun ajustement des justes valeurs au 1er janvier 2013. L'adoption de cette norme s'est traduite par la présentation d'informations supplémentaires concernant le niveau de la hiérarchie des justes valeurs dans lequel est classée chaque catégorie d'instruments financiers évalués à la juste valeur. Se reporter à la note 11 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2013.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

Les modifications à IFRS 7 fournissent des précisions sur le modèle de compensation et établissent des exigences d'information communes de manière à permettre une meilleure compréhension des effets que peuvent avoir les accords de compensation. L'adoption de cette norme révisée a donné lieu à la présentation d'informations plus étoffées sur la compensation des actifs financiers et des passifs financiers de la Société. Se reporter à la note 11 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2013.

L'incidence de l'application d'IFRS 11 et des modifications apportées à IAS 19 sur le résultat net consolidé, le résultat opérationnel et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012 et de la période de 12 mois close le 31 décembre 2012 est présentée dans le tableau ci-dessous et rend compte de l'adoption des dispositions transitoires pertinentes.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2012	Exercice clos le 31 décembre 2012
Résultat net avant les modifications comptables	333	1 790	2 783
Ajustements du résultat net :			
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	(9)	(20)	(41)
Résultat net après les modifications comptables	324	1 770	2 742
Résultat opérationnel avant les modifications comptables	1 258	2 587	4 890
Ajustements du résultat opérationnel :			
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	(9)	(20)	(41)
Résultat opérationnel après les modifications comptables	1 249	2 567	4 849
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les modifications comptables	2 344	4 770	9 745
Ajustements des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles :			
Passage de la méthode de la consolidation proportionnelle à la méthode de la mise en équivalence (IFRS 11)	3	(8)	(5)
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	—	—	(7)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles après les modifications comptables	2 347	4 762	9 733

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 de l'actif, du passif, des produits et des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et la nouvelle information disponible. 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 dont l'incidence d'une pareille modification sur la situation financière ou les résultats financiers de la Société pourrait être significative. Les estimations comptables critiques sont revues tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel 2012 de Suncor, laquelle est intégrée par renvoi dans les présentes.

Projet de l'usine de valorisation Voyageur

Au premier trimestre de 2013, Suncor a annoncé qu'elle avait fait l'acquisition de la participation de Total E&P dans VULP. La direction a exercé son jugement afin de déterminer si l'acquisition répondait à la définition d'un regroupement d'entreprises ou à celle d'une acquisition d'actifs, et elle a déterminé qu'elle répondait à la définition d'un regroupement d'entreprises, du fait qu'il existe des activités et des actifs pouvant être exploités et gérés en vue de réaliser un rendement. Comme la transaction répond à la définition d'un regroupement d'entreprises, les actifs identifiables acquis et les passifs repris ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date de l'acquisition.

La juste valeur des immobilisations corporelles acquises a été établie au moyen d'une approche fondée sur les flux de trésorerie futurs attendus reposant sur la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de la vente, ainsi que selon la meilleure estimation de la direction du montant pouvant être recouvrée par la vente de certains actifs.

La juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations a été déterminée selon la meilleure estimation de la direction quant aux coûts estimés nécessaires pour mener à bien les activités, au calendrier des sorties de fonds, au taux d'actualisation et à l'utilisation future que la direction prévoit faire de la zone. Une modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Actifs détenus en vue de la vente

Le 15 avril 2013, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente d'une part importante de ses activités liées au gaz naturel menées dans l'Ouest canadien. Par conséquent, les actifs et les passifs connexes ont été classés à titre d'actifs détenus en vue de la vente à l'état consolidé de la situation financière et comptabilisés à la valeur comptable nette ou à la juste valeur diminuée des coûts de la vente, selon le moins élevé de ces deux montants. La juste valeur diminuée des coûts de la vente a été établie selon le prix d'achat prévu aux termes de l'entente conclue en vue de la vente des actifs visés, diminué des coûts prévus de la vente.

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 produits réels et des échanges financiers pour dégager des produits 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 26 des états financiers consolidés audités de l'exercice

clos le 31 décembre 2012 et à la note 11 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2013.

Avis de l'Agence du revenu du Canada

En avril 2013, la Société a contesté l'avis qu'elle avait reçu en janvier de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de contrats dérivés relatifs à Buzzard. Après avoir examiné les arguments de la Société, l'ARC a demandé à celle-ci de lui fournir davantage d'information et de documentation pour étayer sa position. Suncor a fourni l'information demandée par l'ARC en juillet. 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 si elle reçoit un avis de nouvelle cotisation.

Négociations syndicales

Le 4 juin 2013, Suncor et le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (le « SCEP ») ont conclu une convention collective nationale. Cette convention nationale servira de fondement pour les nouvelles conventions collectives locales qui couvriront tous les salariés de Suncor membres du SCEP travaillant sur ses sites opérationnels au Canada. Suncor est actuellement à négocier les modalités de ces conventions collectives locales. Au 30 juin 2013, le SCEP représentait environ 30 % du personnel de Suncor (soit 4 200 salariés), soit la majorité des employés syndiqués de la Société. Les conventions visées sont décrites ci-dessous :

- Des conventions concernant environ 19 % des salariés de Suncor membres du SCEP qui prennent part aux activités de la Société liées aux raffineries, aux lubrifiants, au gaz naturel et aux terminaux ont fait l'objet d'un processus de négociation au deuxième trimestre de 2013 et arrivent à échéance le 31 décembre 2012 ou le 31 janvier 2013. Certaines de ces conventions ont été renouvelées au cours ou après la fin du trimestre.
- Des conventions concernant environ 79 % des salariés de Suncor membres du SCEP qui prennent part aux activités du secteur Sables pétrolifères ou aux activités liées à Firebag sont arrivées à échéance le 1er mai 2013 et font actuellement l'objet d'un processus de négociation.
- Les conventions concernant le reste des salariés de Suncor membres du SCEP qui prennent part aux activités de la Société à Terra Nova viennent à échéance le 30 septembre 2013.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 juin 2013, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 30 juin 2013, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 juin 2013, 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 dans ce pays et le surveille de façon continue, et elle ne croit pas que les changements survenus 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 les anomalies. De plus, les contrôles efficaces ne fournissent qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.

Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour les prévisions qu'elle avait publiées pour 2013. Le communiqué de presse de Suncor daté du 31 juillet 2013, qui peut être consulté sur le site SEDAR à l'adresse www.sedar.com, fait état des mises à jour apportées aux prévisions de la Société.

10. 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 liés aux activités opérationnelles et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance 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, ces mesures ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures hors PCGR sont calculées et présentées de façon uniforme d'une période à l'autre. Des éléments d'ajustement particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

En date du 1er janvier 2013, Suncor a adopté les nouvelles normes comptables et les normes comptables révisées décrites à la rubrique « Autres éléments » du présent rapport de gestion. Certains chiffres comparatifs se rapportant aux mesures financières hors PCGR de Suncor pour 2012 ont été retraités, tandis que les chiffres comparatifs se rapportant aux résultats de 2011 ne l'ont pas été, conformément aux dispositions transitoires respectives des nouvelles normes et des normes révisées.

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 offre 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 rapport de gestion.

Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et l'efficacité du processus de répartition des investissements de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne, sur 13 mois, du solde du capital investi au début de la période de 12 mois et des soldes de fin de mois du capital investi

durant le reste de la période de 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois sont présentés pour montrer la variation des éléments du calcul sur la période de 12 mois.

La Société procède à deux calculs du RCI, dont l'un tient compte de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi et l'autre, non. Le montant inscrit au titre des projets majeurs en cours inclut le cumul des dépenses en immobilisations et des intérêts 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 voie d'évaluation. La direction utilise le RCI, compte non tenu de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi, pour évaluer le rendement des actifs opérationnels.

Périodes de 12 mois closes les 30 juin (en millions de dollars, sauf indication contraire)		**2013**	2012
Ajustements du résultat net			
Résultat net		**2 746**	4 485
Ajouter les montants après impôt liés aux éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains		**227**	391
Charge d'intérêts		**138**	31
	A	**3 111**	4 907
Capital investi – à l'ouverture de la période de 12 mois			
Dette nette		**5 627**	7 738
Capitaux propres		**39 184**	36 789
		44 811	44 527
Capital investi – à la clôture de la période de 12 mois			
Dette nette		**7 114**	5 627
Capitaux propres		**40 243**	39 184
		47 357	44 811
Capital moyen investi	B	**46 095**	45 263
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	**6,7**	10,8
Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours	C	**7 865**	10 754
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	**8,1**	14,2

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles 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, nuisent à la comparabilité d'une période à l'autre.

Trimestres clos les 30 juin	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
(en millions de dollars)	**2013**	2012	**2013**	2012	**2013**	2012	**2013**	2012	**2013**	2012
Résultat net	**294**	359	**301**	(430)	**432**	501	**(347)**	(106)	**680**	324
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**562**	469	**311**	966	**125**	110	**31**	45	**1 029**	1 590
Impôt sur le résultat différé	**90**	223	**31**	55	**84**	112	**(66)**	(38)	**139**	352
Augmentation des passifs	**29**	29	**17**	16	**2**	1	**2**	—	**50**	46
Perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**290**	163	**290**	163
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	**—**	2	**—**	2	**1**	4	**27**	44	**28**	52
(Profit) perte à la cession d'actifs	**—**	(3)	**—**	—	**(1)**	(2)	**—**	—	**(1)**	(5)
Rémunération fondée sur des actions	**(1)**	(25)	**7**	(5)	**3**	(14)	**46**	(20)	**55**	(64)
Frais de prospection	**—**	—	**14**	59	**—**	—	**—**	—	**14**	59
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	**(62)**	(79)	**(5)**	(7)	**(4)**	(4)	**—**	—	**(71)**	(90)
Autres	**(16)**	(32)	**(8)**	—	**4**	3	**57**	(51)	**37**	(80)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	**896**	943	**668**	656	**646**	711	**40**	37	**2 250**	2 347
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	**74**	(686)	**497**	173	**269**	178	**(420)**	801	**420**	466
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	**970**	257	**1 165**	829	**915**	889	**(380)**	838	**2 670**	2 813

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	
	2013	2012	**2013**	2012	**2013**	2012	**2013**	2012	**2013**	2012
Résultat net	**620**	968	**655**	(98)	**1 214**	977	**(715)**	(77)	**1 774**	1 770
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**1 107**	909	**615**	1 326	**245**	221	**61**	81	**2 028**	2 537
Impôt sur le résultat différé	**203**	436	**63**	48	**274**	262	**(144)**	(79)	**396**	667
Augmentation des passifs	**56**	58	**34**	32	**2**	2	**6**	—	**98**	92
Perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**458**	17	**458**	17
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	**—**	2	**1**	—	**2**	2	**85**	9	**88**	13
(Profit) perte à la cession d'actifs	**—**	(32)	**—**	—	**(1)**	(4)	**—**	—	**(1)**	(36)
Rémunération fondée sur des actions	**(49)**	(7)	**3**	(2)	**(16)**	(6)	**—**	(4)	**(62)**	(19)
Frais de prospection	**—**	—	**51**	59	**—**	—	**—**	—	**51**	59
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	**(239)**	(232)	**(13)**	(17)	**(6)**	(7)	**—**	—	**(258)**	(256)
Autres	**46**	(41)	**(51)**	(15)	**(1)**	(6)	**(32)**	(20)	**(38)**	(82)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	**1 744**	2 061	**1 358**	1 333	**1 713**	1 441	**(281)**	(73)	**4 534**	4 762
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	**1 980**	(1 072)	**511**	79	**149**	(15)	**(1 930)**	1 546	**710**	538
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	**3 724**	989	**1 869**	1 412	**1 862**	1 426	**(2 211)**	1 473	**5 244**	5 300

Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères

Les charges opérationnelles décaissées et les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR que l'on obtient en ajustant les charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les coûts liés au redémarrage ou au report de projets de croissance, 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) la production et la vente d'énergie excédentaire qui est

comptabilisée dans les produits opérationnels, et iv) l'incidence de la variation de l'évaluation 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 opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent 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 du premier entré, premier sorti (PEPS). Pour Suncor, cette exigence se traduit par un écart entre les prix de vente des produits raffinés, qui rendent compte des conditions de marché actuelles, et le coût des ventes comptabilisé au titre des charges d'alimentation connexes des raffineries, qui reflètent les conditions de marché lors de l'achat des matières premières. Ce décalage entre l'achat et la vente peut se prolonger 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 l'achèvement des procédés de raffinage, par le temps 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 du dernier entré, premier sorti (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.

Généralement, en période d'appréciation du brut, l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS a une incidence plus favorable sur le résultat net qu'une évaluation des stocks au moyen de la méthode DEPS, puisque des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé sont remplacés par des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus élevé. À l'inverse, en période de dépréciation du brut, l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS a généralement une incidence défavorable sur le résultat net comparativement à une évaluation des stocks au moyen de la méthode DEPS, étant donné que des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était plus élevé sont remplacés par des stocks achetés au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé.

L'estimation par la Société de l'incidence de l'utilisation de la méthode d'évaluation des stocks PEPS au lieu de la méthode d'évaluation DEPS relève d'un calcul relativement simple qui consiste à remplacer le coût des marchandises vendues comptabilisé d'après la méthode PEPS par le coût d'achat moyen en vigueur pendant cette période. Cette estimation n'inclut pas tous les éléments dont pourrait tenir compte une évaluation des stocks plus complexe et plus précise qui serait effectuée 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, il est peu probable qu'elle soit 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.

La hausse généralisée des prix du pétrole brut a eu pour effet d'augmenter respectivement d'environ 4 M$ et 121 M$ le résultat après impôt du deuxième trimestre de 2013 et du premier semestre de 2013, tandis que la baisse généralisée des prix du pétrole brut avait eu pour effet de diminuer respectivement d'environ 135 M$ et 128 M$ le résultat après impôt du deuxième trimestre de 2012 et du premier semestre de 2012.

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion 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 opérationnels 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 rapport de gestion font référence aux éléments suivants :

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

- *la prévision que les travaux de révision planifiés d'une durée de sept semaines à l'usine de valorisation 1 réalisés au deuxième trimestre de 2013 devraient accroître la fiabilité et contribuer à l'atteinte des objectifs généraux visés par la Société en matière de rendement des installations de valorisation;*
- *l'attente de la Société selon laquelle la production de bitume de Firebag atteindra environ 180 000 b/j au début de 2014;*
- *l'attente de la Société selon laquelle la déplétion naturelle à MacKay River sera compensée d'ici la fin de 2013 par l'accroissement de la production provenant des nouvelles plateformes de puits récemment mises en service;*
- *l'attente de la Société selon laquelle la situation récente de la main d'œuvre ayant eu des répercussions sur les activités liées aux terminaux en Libye peut réduire la production et les chargements au cours du troisième trimestre de 2013.*

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

- *l'intention de la Société d'effectuer la prochaine révision majeure à l'uisine de valorisation 2 en 2016;*
- *l'intention de la Société de mener, au cours du troisième trimestre de 2013, des travaux de maintenance planifiés portant sur la tour de distillation sous vide de l'usine de valorisation 2, qui devraient s'échelonner sur quatre à cinq semaines;*
- *l'intention de la Société d'effectuer des travaux de maintenance périodiques annuels à White Rose et à Buzzard au troisième trimestre de 2013;*
- *l'intention de la Société d'entreprendre des travaux de maintenance à Terra Nova devant débuter en septembre et s'échelonner sur 11 semaines;*
- *l'intention de la Société d'entreprendre, vers la fin du troisième trimestre de 2013, des travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines à l'égard de l'une des unités de traitement du brut de la raffinerie de Sarnia;*
- *l'intention de la Société d'effectuer au deuxième semestre de 2014 des travaux de maintenance planifiés portant sur l'unité de traitement du pétrole synthétique peu sulfureux de la raffinerie d'Edmonton.*

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

- *le projet de la Société de commencer l'expédition de produits au moyen du pipeline Keystone South d'ici le début de 2014;*
- *la prévision selon laquelle la Société transportera du pétrole brut en provenance de l'intérieur des terres vers Montréal d'ici la fin de 2013;*
- *l'aménagement d'infrastructures liées au bitume chaud et la capacité d'importer jusqu'à 20 000 b/j de diluant devraient optimiser la composition des ventes de la Société au cours des années à venir;*
- *les projets de la Société concernant l'affectation des dépenses en immobilisations;*
- *les actifs de VULP, qui comprennent notamment des installations de mélange et de mise en réservoir du bitume chaud, permettront d'accroître la souplesse logistique et la capacité de stockage afin de soutenir les activités en pleine expansion du secteur Sables pétrolifères de la Société et de la composante médiane de son modèle d'affaires intégré;*
- *la charge comptabilisée à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur tient compte de la totalité des coûts liés à la suspension de ce projet;*
- *la mise en service des deux derniers réservoirs de stockage sur les quatre qui devaient être érigés à Hardisty, en Alberta, aura lieu au troisième trimestre de 2013;*
- *le projet de désengorgement mis en œuvre aux installations de MacKay River devrait accroître la capacité de production d'environ 20 % au cours de deux prochaines années et porter la capacité totale à 38 000 b/j;*
- *la conception et la construction de nouvelles plateformes de puits à Firebag et à MacKay River devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels au cours des années à venir;*
- *la Société prévoit présenter le projet Fort Hills aux copropriétaires du projet en vue d'obtenir une décision concernant l'autorisation des dépenses au quatrième trimestre de 2013;*
- *la Société compte fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses liées au projet d'exploitation minière Joslyn dès qu'une date se précisera;*
- *la production des premiers barils de pétrole issus du projet Golden Eagle est attendue à la fin de 2014 ou au début de 2015;*
- *la production des premiers barils de pétrole issus du projet Hebron est attendue en 2017.*

Autres éléments :

- *le fait que la direction soit d'avis que Suncor disposera des ressources en capital nécessaires pour financer le reste de son programme de dépenses en immobilisations d'une valeur de 7,0 G$ prévu pour 2013 et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme grâce à ses soldes de trésorerie et à ses placements à court terme existants, aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qu'elle générera d'ici la fin de 2013, aux facilités de crédit engagées dont elle dispose ainsi qu'aux émissions de papier commercial et/ou de débentures ou de billets à long terme auxquelles elle procédera, et qu'elle pourra obtenir, au besoin, suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises;*
- *l'entente portant sur la vente d'une part importante des activités liées au gaz naturel menées par Suncor dans l'Ouest canadien pour 1 G$, qui est assujettie à des ajustements de clôture en fonction des facteurs économiques, avec prise d'effet le 1er janvier 2013. La clôture de la transaction aura lieu au cours du troisième trimestre de 2013, sous réserve du respect des conditions de clôture et de l'obtention des approbations requises des organismes de réglementation*;
- *le fait que la direction soit d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider Suncor à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;*
- *la prévision de la Société selon laquelle l'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois et toutes les contreparties aux placements auront une notation élevée;*
- *le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé dont qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa situation financière ou ses résultats opérationnels, notamment sur sa situation de trésorerie ou ses dépenses en immobilisations;*

- *la position de la Société à l'égard de l'avis qu'elle a reçu de l'ARC concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de contrats dérivés relatifs à Buzzard et l'opinion de la Société voulant qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale.*

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

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations dans l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut peu sulfureux et le pétrole brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels ni la capacité de production des installations touchées; notre dépendance à l'égard de la capacité de production des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et les investissements de maintien; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des gisements et des installations in situ *ou la non-disponibilité de bitume venant des tiers; les charges opérationnelles soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et influencées par la volatilité du prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; notre capacité de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement); les risques et les incertitudes liés à l'obtention des autorisations d'ordre réglementaire et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités (notamment notre différend actuel avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume); le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.*

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Exploration et production sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes opérationnels inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels ni la capacité de production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques de nature politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités opérationnelles en Libye et le risque que les activités de Suncor

en Syrie continuent d'être perturbées par des sanctions ou des troubles politiques; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Raffinage et commercialisation sont, entre autres, les suivants : les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les marges de la Société; la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels; notre capacité d'exploiter de façon fiable nos installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter nos objectifs de production et de vente; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats opérationnels 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 opérationnels 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 en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, et 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; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite d'attaques de pirates informatiques ou de cyberterroristes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'actifs et de passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers de Suncor, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, ainsi qu'à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2012, dans la notice annuelle de 2012 et dans le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

États consolidés du résultat global

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	2012	Semestres clos les 30 juin 2013	2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 4)	**9 648**	9 584	**19 491**	19 223
Autres produits (note 5)	**66**	123	**239**	239
	9 714	9 707	**19 730**	19 462
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	**4 439**	4 488	**8 498**	8 488
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	**2 335**	2 016	**4 606**	4 458
Transport	**208**	164	**368**	320
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**1 029**	1 590	**2 028**	2 537
Prospection	**79**	96	**209**	141
Profit à la cession d'actifs	**(1)**	(5)	**(1)**	(36)
Frais de démarrage de projets	**9**	22	**10**	23
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur (note 14)	**—**	—	**176**	—
Charges de financement (note 9)	**445**	231	**774**	168
	8 543	8 602	**16 668**	16 099
Résultat avant impôt	**1 171**	1 105	**3 062**	3 363
Impôt sur le résultat				
Exigible	**352**	429	**892**	926
Différé	**139**	352	**396**	667
	491	781	**1 288**	1 593
Résultat net	**680**	324	**1 774**	1 770
Autres éléments du résultat global				
Ajustement au titre des écarts de conversion	**172**	69	**191**	19
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite d'impôt de 113 $ (51 $ en 2012) et de 133 $ (63 $ en 2012), respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin (note 12)	**329**	(126)	**386**	(124)
Autres éléments du résultat global	**501**	(57)	**577**	(105)
Résultat global	**1 181**	267	**2 351**	1 665
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (notes 3 et 11)				
De base	**0,45**	0,21	**1,17**	1,14
Dilué	**0,45**	0,20	**1,17**	1,12
Dividendes en trésorerie	**0,20**	0,13	**0,33**	0,24

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	**30 juin 2013**	31 décembre 2012
		(retraité – note 3)
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	**4 530**	4 385
Créances	**5 126**	5 201
Stocks	**3 881**	3 697
Impôt sur le résultat à recouvrer	**867**	799
Total de l'actif courant	**14 404**	14 082
Actifs classés comme détenus en vue de la vente (note 15)	**1 646**	—
Immobilisations corporelles, montant net	**55 537**	55 434
Prospection et évaluation	**3 339**	3 284
Autres actifs	**425**	419
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	**3 097**	3 104
Actifs d'impôt différé	**57**	78
Total de l'actif	**78 505**	76 401
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	**789**	775
Tranche courante de la dette à long terme	**345**	311
Dettes et charges à payer	**7 033**	6 446
Tranche courante des provisions	**1 267**	856
Impôt à payer	**1 360**	1 165
Total du passif courant	**10 794**	9 553
Passifs classés comme détenus en vue de la vente (note 15)	**937**	—
Dette à long terme	**10 510**	9 938
Autres passifs non courants	**1 722**	2 319
Provisions	**3 839**	4 932
Passifs d'impôt différé	**10 460**	10 444
Capitaux propres	**40 243**	39 215
Total du passif et des capitaux propres	**78 505**	76 401

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin 2013	2012	Semestres clos les 30 juin 2013	2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Activités opérationnelles				
Résultat net	**680**	324	**1 774**	1 770
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**1 029**	1 590	**2 028**	2 537
Impôt sur le résultat différé	**139**	352	**396**	667
Charge de désactualisation	**50**	46	**98**	92
Perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	**290**	163	**458**	17
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	**28**	52	**88**	13
Profit à la cession d'actifs	**(1)**	(5)	**(1)**	(36)
Rémunération fondée sur des actions	**55**	(64)	**(62)**	(19)
Prospection	**14**	59	**51**	59
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	**(71)**	(90)	**(258)**	(256)
Autres	**37**	(80)	**(38)**	(82)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	**420**	466	**710**	538
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	**2 670**	2 813	**5 244**	5 300
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	**(1 980)**	(1 606)	**(3 465)**	(3 084)
Acquisitions	**—**	—	**(515)**	—
Produit de la cession d'actifs	**2**	6	**6**	43
Autres placements	**(2)**	(4)	**(6)**	(4)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	**(170)**	(37)	**(172)**	50
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(2 150)**	(1 641)	**(4 152)**	(2 995)
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	**(176)**	16	**14**	2
Variation nette de la dette à long terme	**153**	(2)	**149**	(7)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	**3**	68	**44**	167
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 8)	**(294)**	(548)	**(699)**	(731)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	**(302)**	(198)	**(499)**	(365)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(616)**	(664)	**(991)**	(934)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	**(96)**	508	**101**	1 371
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	**35**	14	**44**	9
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	**4 591**	4 639	**4 385**	3 781
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	**4 530**	5 161	**4 530**	5 161
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	**278**	253	**351**	317
Impôt sur le résultat payé	**127**	253	**684**	621

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 (retraité – note 3)	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2011	20 303	545	(207)	14	17 937	38 592	1 558 636
Résultat net	—	—	—	—	1 770	1 770	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	19	—	—	19	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	(124)	(124)	—
Résultat global	—	—	19	—	1 646	1 665	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	219	(38)		—	—	181	9 799
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	9	—	—	—	(9)	—	280
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options	(315)	—	—	—	(416)	(731)	(24 225)
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(111)		—	—	(106)	(217)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	59	—	—	—	59	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(365)	(365)	—
30 juin 2012	20 105	566	(188)	14	18 687	39 184	1 544 490
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**	**—**
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	**—**	**—**	**—**	**—**	**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, déduction faite de la prime des options (note 8)	**(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**

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

1. ENTITÉ PRÉSENTANT L'INFORMATION FINANCIÈRE ET DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor comprennent notamment la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun.

L'adresse du siège social de la Société est la suivante : 150 – 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3.

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS 34 »), *Information financière intermédiaire*, telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board. Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et avec les états financiers consolidés intermédiaires résumés de la période close le 31 mars 2013.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 31 juillet 2013, 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 2012. Ces méthodes comptables ont été appliquées de la même façon que pour l'exercice précédent, à l'exception des éléments décrits à la note 3.

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 2012.

3. ADOPTION D'IFRS NOUVELLES ET MODIFIÉES

Incidence de l'application d'IFRS 11

Le 1er janvier 2013, la Société a adopté IFRS 11, *Partenariats*. IFRS 11 établit une approche fondée sur les principes pour la comptabilisation des partenariats en mettant l'accent sur les droits et les obligations liés au partenariat et limite l'application de la méthode de la consolidation proportionnelle aux partenariats dont des droits et obligations suffisants sont concédés aux

partenaires. Par conséquent, deux partenariats existants dans le secteur Raffinage et commercialisation ont été reclassés en tant que coentreprises et sont maintenant comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence plutôt que selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Cette modification n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés, mais a entraîné la comptabilisation du montant net des produits et des charges de ces entités au poste « Autres produits » et la compensation de la quote-part du résultat et des distributions de trésorerie au poste « Autres » des tableaux consolidés des flux de trésorerie. De plus, la participation nette de la Société dans ces entités est dorénavant présentée au poste « Autres actifs ».

Incidence de l'application d'IAS 19

La Société a adopté les modifications apportées à IAS 19, *Avantages du personnel*, entrées en vigueur le 1er janvier 2013. La norme modifiée a entraîné des changements de calcul et de présentation de la charge d'intérêts liée aux régimes de retraite, qui est maintenant calculée selon les obligations nettes non capitalisées et en appliquant le taux d'actualisation utilisé afin de mesurer les obligations liées aux avantages du personnel au début de l'exercice. Auparavant, la charge d'intérêt liée aux régimes de retraite représentait les produits d'intérêts sur les actifs du régime (calculés au moyen du rendement prévu sur les actifs du régime liée aux régimes de retraite) et la charge d'intérêt sur les obligations du régime (calculées au moyen du taux d'actualisation). La charge d'intérêt nette a été reclassée au poste « Charges de financement ». Cette charge était précédemment présentée au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ». Par ailleurs, compte tenu du changement apporté au calcul de la charge d'intérêt liée aux régimes de retraite, les comptes fiscaux remboursables sont maintenant évalués à la valeur actualisée, ce qui a donné lieu à des ajustements non significatifs de l'état consolidé de la situation financière présenté ci-dessous.

IFRS 11 et les modifications apportées à IAS 19 ont été appliquées rétroactivement, et leurs incidences sur les périodes comparatives sont présentées dans les tableaux suivants.

Ajustements apportés à l'état consolidé du résultat global[1] :

	Trimestre clos le 30 juin 2012			Semestre clos le 30 juin 2012		
(augmentation (diminution) en millions de dollars)	IFRS 11	IAS 19	Total	IFRS 11	IAS 19	Total
Produits des activités ordinaires et autres produits						
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	(15)	—	(15)	(29)	—	(29)
Autres produits	—	—	—	11	—	11
Charges						
Achats de pétrole brut et de produits	(5)	—	(5)	(1)	—	(1)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(8)	(6)	(14)	(15)	(11)	(26)
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	(2)	—	(2)	(2)	—	(2)
Charges de financement	—	19	19	—	38	38
Impôt sur le résultat						
Différé	—	(4)	(4)	—	(7)	(7)
Résultat net	—	(9)	(9)	—	(20)	(20)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	9	9	—	20	20
Résultat global	—	—	—	—	—	—
Par action ordinaire (en dollars)						
De base	—	—	—	—	(0,01)	(0,01)
Dilué	—	—	—	—	(0,02)	(0,02)

1) L'incidence des modifications apportées à IAS 19 sur le résultat du semestre clos le 30 juin 2013 consiste en une augmentation des charges de financement de 24 M$ et en un gain actuariel des régimes de retraite du personnel de 18 M$, déduction faite d'impôt de 6 M$, ce qui se traduit par une incidence nulle sur l'état consolidé du résultat global.

Ajustements apportés à l'état consolidé de la situation financière :

(augmentation (diminution) en millions de dollars)	31 déc. 2012
Trésorerie et équivalents	(8)
Créances	(43)
Stocks	(46)
Immobilisations corporelles, montant net	(24)
Autres actifs	99
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	(24)
Actifs d'impôt différé	(2)
Total de l'actif	(48)
Dette à court terme	(1)
Dettes et charges à payer	(23)
Impôt à payer	(5)
Autres passifs non courants[2)]	9
Provisions	(1)
Passifs d'impôt différé[2)]	(19)
Capitaux propres[2)]	(8)
Total du passif et des capitaux propres	(48)

2) Au 31 décembre 2012, l'ajustement lié à IAS 19 a entraîné une augmentation de 11 M$ des autres passifs non courants, compensée par des diminutions respectives de 3 M$ et de 8 M$ de l'impôt différé et des capitaux propres. Les autres ajustements sont liés à IFRS 11.

Ajustements apportés au tableau consolidé des flux de trésorerie :

(augmentation (diminution) en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2012
Activités opérationnelles		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie	3	(8)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	1	25
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	4	17
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	—	—
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	—	—
Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents	4	17

4. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs opérationnels de la Société sont définis en fonction des différences dans la nature de leurs activités, de leurs produits et de leurs services.

Les ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et portées, pour la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le virement et dans les charges du secteur recevant le virement. 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, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2013	2012	**2013**	2012	**2013**	2012	**2013**	2012	**2013**	2012
		(retraité – note 3)				(retraité – note 3)		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	**1 971**	1 873	**1 682**	1 651	**6 395**	6 523	**28**	6	**10 076**	10 053
Produits intersectoriels	**734**	635	**—**	154	**54**	49	**(788)**	(838)	**—**	—
Moins les redevances	**(93)**	(77)	**(335)**	(392)	**—**	—	**—**	—	**(428)**	(469)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	**2 612**	2 431	**1 347**	1 413	**6 449**	6 572	**(760)**	(832)	**9 648**	9 584
Autres produits (charges)	**6**	11	**7**	(1)	**4**	11	**49**	102	**66**	123
	2 618	2 442	**1 354**	1 412	**6 453**	6 583	**(711)**	(730)	**9 714**	9 707
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	**54**	57	**123**	122	**5 099**	5 182	**(837)**	(873)	**4 439**	4 488
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	**1 455**	1 171	**196**	278	**560**	512	**124**	55	**2 335**	2 016
Transport	**105**	103	**39**	36	**75**	51	**(11)**	(26)	**208**	164
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**562**	469	**311**	966	**125**	110	**31**	45	**1 029**	1 590
Prospection	**15**	11	**64**	85	**—**	—	**—**	—	**79**	96
Profit à la cession d'actifs	**—**	(3)	**—**	—	**(1)**	(2)	**—**	—	**(1)**	(5)
Frais de démarrage de projets	**9**	21	**—**	—	**—**	1	**—**	—	**9**	22
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**—**	—
Charges (produits) de financement	**34**	32	**27**	(9)	**(1)**	(1)	**385**	209	**445**	231
	2 234	1 861	**760**	1 478	**5 857**	5 853	**(308)**	(590)	**8 543**	8 602
Résultat avant impôt	**384**	581	**594**	(66)	**596**	730	**(403)**	(140)	**1 171**	1 105
Impôt sur le résultat										
Exigible	**—**	(1)	**262**	309	**80**	117	**10**	4	**352**	429
Différé	**90**	223	**31**	55	**84**	112	**(66)**	(38)	**139**	352
	90	222	**293**	364	**164**	229	**(56)**	(34)	**491**	781
Résultat net	**294**	359	**301**	(430)	**432**	501	**(347)**	(106)	**680**	324
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	**1 487**	1 093	**315**	315	**165**	158	**13**	40	**1 980**	1 606

Semestres clos les 30 juin

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2013	2012	**2013**	2012	**2013**	2012	**2013**	2012	**2013**	2012
		(retraité – note 3)				(retraité – note 3)		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	**4 093**	4 208	**3 338**	3 341	**12 916**	12 872	**59**	29	**20 406**	20 450
Produits intersectoriels	**1 655**	1 517	**116**	426	**114**	86	**(1 885)**	(2 029)	**—**	—
Moins les redevances	**(266)**	(357)	**(649)**	(870)	**—**	—	**—**	—	**(915)**	(1 227)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	**5 482**	5 368	**2 805**	2 897	**13 030**	12 958	**(1 826)**	(2 000)	**19 491**	19 223
Autres produits	**6**	14	**40**	40	**16**	20	**177**	165	**239**	239
	5 488	5 382	**2 845**	2 937	**13 046**	12 978	**(1 649)**	(1 835)	**19 730**	19 462
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	**174**	105	**251**	254	**9 895**	10 198	**(1 822)**	(2 069)	**8 498**	8 488
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	**2 852**	2 686	**357**	471	**1 103**	1 072	**294**	229	**4 606**	4 458
Transport	**190**	175	**68**	66	**132**	99	**(22)**	(20)	**368**	320
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	**1 107**	909	**615**	1 326	**245**	221	**61**	81	**2 028**	2 537
Prospection	**89**	51	**120**	90	**—**	—	**—**	—	**209**	141
Profit à la cession d'actifs	**—**	(32)	**—**	—	**(1)**	(4)	**—**	—	**(1)**	(36)
Frais de démarrage de projets	**10**	22	**—**	—	**—**	1	**—**	—	**10**	23
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	**176**	—	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**176**	—
Charges (produits) de financement	**66**	61	**34**	34	**—**	(2)	**674**	75	**774**	168
	4 664	3 977	**1 445**	2 241	**11 374**	11 585	**(815)**	(1 704)	**16 668**	16 099
Résultat avant impôt	**824**	1 405	**1 400**	696	**1 672**	1 393	**(834)**	(131)	**3 062**	3 363
Impôt sur le résultat										
Exigible	**1**	1	**682**	746	**184**	154	**25**	25	**892**	926
Différé	**203**	436	**63**	48	**274**	262	**(144)**	(79)	**396**	667
	204	437	**745**	794	**458**	416	**(119)**	(54)	**1 288**	1 593
Résultat net	**620**	968	**655**	(98)	**1 214**	977	**(715)**	(77)	**1 774**	1 770
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	**2 523**	2 270	**675**	521	**243**	247	**24**	46	**3 465**	3 084

5. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin **2013**	2012 (retraité – note 3)	Semestres clos les 30 juin **2013**	2012 (retraité – note 3)
Activités de négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	**86**	6	**117**	(1)
Augmentation (diminution) de la valeur des stocks	**(52)**	28	**35**	128
Activités de gestion des risques	**(2)**	44	**(3)**	25
Produit financier et produit d'intérêt	**15**	18	**40**	47
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	**17**	17	**24**	26
Variation de la valeur des engagements relatifs à la capacité pipelinière et autres	**2**	10	**26**	14
	66	123	**239**	239

6. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Syrie

Au deuxième trimestre de 2012, la Société a constaté des pertes de valeur après impôt et une provision pour créances irrécouvrables de 694 M$ relativement aux actifs de son secteur Exploration et production en Syrie. Un test de dépréciation a été mené puisque la situation politique n'avait pas été résolue et que des sanctions internationales touchant le pays étaient encore en vigueur. Ces pertes de valeur ont été portées en diminution des immobilisations corporelles (604 M$) et des autres actifs courants (23 M$). La Société a aussi comptabilisé une provision pour créances irrécouvrables relativement au reste de ses créances en Syrie (67 M$) au 30 juin 2012.

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a reçu un produit de 300 M$ lié aux instruments d'atténuation des risques pour ses activités en Syrie. Ce produit est assujetti à un remboursement provisoire advenant la reprise des activités de la Société en Syrie. Après la réception du produit lié aux instruments d'atténuation des risques, une évaluation a été effectuée au 31 décembre 2012 et une reprise de perte de valeur de 177 M$ a été comptabilisée.

Au 30 juin 2013, il n'y avait eu aucun changement dans l'évaluation globale de la dépréciation des actifs de la Société, et aucune autre reprise de perte de valeur n'a été constatée.

7. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge (le recouvrement) de la rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ».

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin **2013**	2012	Semestres clos les 30 juin **2013**	2012
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	**10**	19	**31**	59
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	**47**	(81)	**67**	31
	57	(62)	**98**	90

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

En septembre 2012, la Société a annoncé un deuxième programme d'offre publique de rachat (« l'offre publique de rachat de 2012 ») dans le cours normal des activités visant le rachat aux fins d'annulation d'au plus 1,0 G$ de ses actions ordinaires entre le 20 septembre 2012 et le 19 septembre 2013. En avril 2013, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a approuvé la demande visant à modifier l'offre publique de rachat de 2012 de la Société, autorisant le rachat aux fins d'annulation d'une tranche supplémentaire de ses actions ordinaires d'une valeur maximale de 2,0 G$, entre le 2 mai 2013 et le 19 septembre 2013, la Société ayant racheté la première tranche de 1,0 G$ de ses actions ordinaires dans le cadre de son offre publique de rachat de 2012 en avril 2013. En juillet 2013, la TSX a approuvé la demande de Suncor visant à annuler l'offre publique de rachat de 2012 à la clôture des marchés le 2 août 2013, et à lancer une nouvelle offre publique de rachat (l'« offre publique de rachat de 2013 »). La demande prévoit que Suncor peut racheter aux fins d'annulation une tranche d'une valeur d'au plus 1,8 G $ de ses actions ordinaires entre le 5 août 2013 et le 4 août 2014.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2013, la Société a racheté 22,5 millions (24,2 millions en 2012) de ses actions ordinaires pour une contrepartie totalisant 699 M$ (731 M$ en 2012). Une tranche de 295 M$ (315 M$ en 2012, déduction faite de la prime des options) de ce montant a été imputée au capital-actions et le solde de 404 M$ (416 M$ en 2012), aux résultats non distribués.

La Société a aussi comptabilisé un passif de 252 M$ pour les rachats d'actions qui pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction de négociation de titres à l'interne prévue aux termes d'une convention de rachat automatique conclue avec un courtier indépendant. Du passif comptabilisé, 107 M$ ont été imputés au capital-actions et 145 M$, aux résultats non distribués.

9. CHARGES DE FINANCEMENT

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2013**	2012	**2013**	2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Intérêts sur la dette	**172**	164	**349**	326
Intérêts incorporés à l'actif	**(104)**	(148)	**(200)**	(306)
Charge d'intérêts	**68**	16	**149**	20
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	**17**	19	**34**	38
Charge de désactualisation	**50**	46	**98**	92
Perte de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	**290**	163	**458**	17
Écarts de change et autres	**20**	(13)	**35**	1
	445	231	**774**	168

10. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au deuxième trimestre de 2012, le gouvernement ontarien a pratiquement adopté une loi visant le gel du taux général d'imposition des sociétés à 11,5 % au lieu d'adopter le taux réduit prévu de 10,0 %. La Société a donc comptabilisé une hausse de 88 M$ de la charge d'impôt différé lorsqu'elle a réévalué les soldes d'impôt différé.

11. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin **2013**	Trimestres clos les 30 juin 2012	Semestres clos les 30 juin **2013**	Semestres clos les 30 juin 2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Résultat net	**680**	324	**1 774**	1 770
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions [1]	**—**	(18)	**(10)**	(13)
Résultat net – dilué	**680**	306	**1 764**	1 757
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	**1 506**	1 554	**1 512**	1 557
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	**1**	4	**2**	5
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	**1 507**	1 558	**1 514**	1 562
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	**0,45**	0,21	**1,17**	1,14
Résultat dilué par action	**0,45**	0,20	**1,17**	1,12

1) Les options comportant une composante de droits à la plus-value ou une option 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 l'effet dilutif le plus important pour le trimestre clos le 30 juin 2012 et pour les semestres clos les 30 juin 2013 et 2012.

12. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Au cours du deuxième trimestre de 2013, par suite d'une augmentation de 0,7 % du taux d'actualisation des régimes de retaite du personnel au 30 juin 2013 (3,90 % au 31 décembre 2012), les autres passifs à long terme ont diminué de 442 M$, avec un gain actuariel correspondant de 329 M$, déduction faite de l'impôt de 113 M$, comptabilisé dans les autres éléments du résultat global.

13. INSTRUMENTS FINANCIERS

Hiérarchie de la juste valeur

Le tableau ci-dessous présente les actifs et passifs financiers dérivés de la Société évalués à la juste valeur au 30 juin 2013, selon le niveau hiérarchique.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	—	51	1	52
Dettes	(29)	(153)	(2)	(184)
	(29)	**(102)**	**(1)**	**(132)**

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2013, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie de la juste valeur, ni aucun transfert vers le niveau 3 ou depuis celui-ci.

Au 30 juin 2013, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 9,8 G$ et la juste valeur, à 11,2 G$. La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

La société a conclu des accords lui permettant d'effectuer des compensations des instruments financiers dérivés et des créances (dettes), lesquels sont présentés sur la base du montant net à l'état de la situation financière. Au 30 juin 2013, le montant net des créances (dettes) et des instruments financiers dérivés était de (187 M$) (122 M$ au 31 décembre 2012), composé d'un actif brut de 3 284 M$ (3 007 M$ au 31 décembre 2012) et d'un passif brut de (3 471 M$) ((2 885 M$) au 31 décembre 2012).

14. PROJET D'USINE DE VALORISATION VOYAGEUR

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

La direction porte un jugement pour déterminer si l'acquisition satisfait à la définition d'un regroupement d'entreprises ou d'un achat d'actifs. Lorsqu'une transaction correspond à la définition d'un regroupement d'entreprises, les actifs identifiables acquis et les passifs repris, y compris les passifs éventuels, sont évalués et comptabilisés à la juste valeur à la date de l'acquisition, y compris les actifs et les passifs d'impôt. Les coûts de transactions correspondants sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

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

La répartition provisoire du coût d'achat se fondait sur les meilleures estimations actuelles de la Société. La répartition définitive du coût d'achat peut donner lieu à un ajustement additionnel de la valeur comptable des actifs acquis et des passifs repris.

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

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

La juste valeur attribuée aux immobilisations corporelles est déterminée selon l'approche fondée sur les flux de trésorerie futurs prévus des actifs censés être conservés, à un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 %. Quant aux actifs qui devraient être vendus, leur juste valeur est 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 l'achèvement 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.

À la suite de l'acquisition, la Société a annoncé qu'elle ne poursuivrait pas le projet d'usine de valorisation Voyageur. Cette décision résulte d'une étude stratégique et économique conjointe demandée par la Société et son copropriétaire, Total E&P, en raison de changements des conditions du marché qui remettent en question la viabilité économique du projet. La valeur comptable nette totale des actifs conservés était d'environ 800 M$, comprenant une installation de mélange de bitume chaud, des réservoirs de stockage et un camp que la Société compte utiliser pour soutenir la croissance continue de ses activités liées aux sables pétrolifères.

Par suite de la décision de suspendre ce projet, une charge après impôt d'environ 127 M$ a été imputée au résultat pour le trimestre clos le 31 mars 2013, cette charge comprenant la provision pour le démantèlement et la remise en état du site

Voyageur, ainsi que des coûts de cession d'emploi et d'annulation de contrats. Par ailleurs, la provision pour démantèlement et remise en état a augmenté d'un montant net de 132 M$ en raison de l'acquisition d'une participation de 49 % dans VULP et du devancement du calendrier de certaines activités de remise en état en raison de l'interruption du projet.

15. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Le 15 avril 2013, la Société a annoncé qu'elle est parvenue à une entente visant la vente d'une part importante de son entreprise de gaz naturel dans l'Ouest canadien pour un montant de 1 G$, sous réserve des ajustements de clôture en fonction des facteurs économiques, avec prise d'effet le 1er janvier 2013. La clôture de la transaction devrait se produire au cours du troisième trimestre de 2013, sous réserve des conditions de clôture des approbations réglementaires. Le produit que la Société recevra à la clôture de la transaction sera diminué des produits nets des activités ordinaires que la Société obtiendra entre la date d'entrée en vigueur de l'entente et la date de clôture, en plus des autres ajustements de clôture.

Les actifs et les passifs classés comme détenus en vue de la vente sont présentés ci-dessous.

(en millions de dollars)	30 juin 2013
Actif	
Créances	**55**
Immobilisations corporelles, montant net	**1 591**
Total de l'actif	**1 646**
Passif	
Dettes et charges à payer	**90**
Provisions	**680**
Actifs d'impôt différé	**167**
Total du passif	**937**

Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, la production de ces actifs était de 43 000 bep/j (90 % de gaz naturel) et le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie ont respectivement été de l'ordre de 26 M$ et de 33 M$. Étaient exclues de la vente la majorité des propriétés gazières non conventionnelles de la Société dans la région de Montney en Colombie-Britannique et les propriétés pétrolières non conventionnelles de la région de Wilson Creek du centre de l'Alberta.

16. ENGAGEMENTS

Au cours du deuxième trimestre de 2013, Suncor a conclu diverses ententes dans le cours normal de ses activités, y compris des contrats relatifs au transport, au stockage et aux infrastructures, dont la valeur totalisera approximativement 1,0 G$ au cours des 25 prochaines années.

Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels

(non audité)

Secteur Sables pétrolifères	Trimestres clos les					Semestres clos les		Exercice clos le
	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	**30 juin 2013**	30 juin 2012	31 déc. 2012
Production totale (kb/j)	**309,4**	389,0	378,7	378,9	337,8	**349,0**	339,5	359,2
Production, à l'exclusion de Syncrude								
Total (kb/j)	**276,6**	357,8	342,8	341,3	309,2	**317,0**	307,5	324,8
Firebag (kb/j de bitume)	**129,3**	137,0	123,4	113,0	95,8	**133,1**	89,7	104,0
MacKay River (kb/j de bitume)	**28,2**	28,5	27,9	17,0	32,0	**28,3**	31,5	27,0
Ventes (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	**51,0**	112,7	82,3	104,4	98,9	**81,6**	94,2	93,8
Diesel	**28,7**	9,0	9,7	28,7	27,0	**19,0**	29,9	24,5
Brut léger sulfureux	**147,9**	190,6	174,4	175,9	110,9	**169,1**	146,9	161,1
Bitume	**56,4**	47,1	57,3	36,4	56,7	**51,8**	42,1	44,5
Total des ventes	**284,0**	359,4	323,7	345,4	293,5	**321,5**	313,1	323,9
Prix de vente moyen[1] ($/b)								
Brut léger peu sulfureux	**99,45**	95,24	90,76	87,84	88,18	**97,32**	93,17	91,17
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	**80,79**	70,72	70,79	77,73	73,79	**76,14**	81,68	77,83
Total	**84,14**	78,41	75,87	80,79	78,64	**81,52**	85,13	81,69
Charges opérationnelles ($/b)								
Charges décaissées	**42,75**	31,95	35,20	31,85	37,60	**36,70**	36,90	35,15
Gaz naturel	**3,80**	2,85	2,80	1,50	1,40	**3,25**	1,65	1,90
Charges opérationnelles décaissées[2]	**46,55**	34,80	38,00	33,35	39,00	**39,95**	38,55	37,05
Frais de démarrage de projets	**0,15**	0,05	0,60	0,55	0,75	**0,10**	0,40	0,50
Total des charges opérationnelles décaissées	**46,70**	34,85	38,60	33,90	39,75	**40,05**	38,95	37,55
Amortissements et déplétion	**20,25**	15,10	15,75	14,55	15,05	**17,35**	14,60	14,90
Total des charges opérationnelles[3]	**66,95**	49,95	54,35	48,45	54,80	**57,40**	53,55	52,45
Charges opérationnelles – Production de bitume in situ seulement ($/b)								
Charges décaissées	**10,90**	11,40	11,90	14,60	17,75	**11,10**	18,25	15,50
Gaz naturel	**5,80**	5,40	5,20	3,40	3,05	**5,60**	3,30	3,90
Charges opérationnelles décaissées[2]	**16,70**	16,80	17,10	18,00	20,80	**16,70**	21,55	19,40
Frais de démarrage de projets	**0,30**	0,10	1,00	0,70	0,20	**0,20**	(0,50)	0,25
Total des charges opérationnelles décaissées	**17,00**	16,90	18,10	18,70	21,00	**16,90**	21,05	19,65
Amortissements et déplétion	**11,90**	10,40	12,40	12,45	11,70	**11,15**	10,20	11,40
Total des charges opérationnelles[3]	**28,90**	27,30	30,50	31,15	32,70	**28,05**	31,25	31,05
Syncrude								
Production (kb/j)	**32,8**	31,2	35,9	37,6	28,6	**32,0**	32,0	34,4
Prix de vente moyen[1] ($/b)	**100,92**	95,51	90,90	90,24	90,61	**98,30**	95,15	92,69
Charges opérationnelles* ($/b)								
Charges décaissées	**40,95**	40,45	37,60	33,40	52,15	**40,75**	41,15	38,10
Gaz naturel	**1,50**	1,60	1,60	0,95	0,95	**1,55**	1,10	1,20
Charges opérationnelles décaissées[2]	**42,45**	42,05	39,20	34,35	53,10	**42,30**	42,25	39,30
Frais de démarrage de projets	**0,50**	0,25	—	—	—	**0,35**	—	—
Total des charges opérationnelles décaissées	**42,95**	42,30	39,20	34,35	53,10	**42,65**	42,25	39,30
Amortissements et déplétion	**17,80**	20,75	16,90	13,80	17,15	**19,20**	15,85	15,55
Total des charges opérationnelles[3]	**60,75**	63,05	56,10	48,15	70,25	**61,85**	58,10	54,85

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

Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels (suite)

(non audité)

Exploration et production	Trimestres clos les					Semestres clos les		Exercice clos le
	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	**30 juin 2013**	30 juin 2012	31 déc. 2012
Production totale (kbep/j)	**190,7**	207,1	177,8	156,4	204,6	**198,8**	212,7	189,9
Total du prix de vente moyen[1] ($/b)	**84,28**	90,67	83,87	77,33	82,25	**87,75**	87,19	84,05
Amérique du Nord (activités terrestres)								
Production								
Gaz naturel (Mpi³/j)	**251**	263	264	279	294	**257**	308	290
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	**6,2**	7,6	5,9	5,5	5,1	**6,9**	5,5	5,6
Production totale (Mpi³e/j)	**289**	309	299	312	325	**299**	341	323
Prix de vente moyen[1]								
Gaz naturel ($/kpi³)	**3,46**	3,02	2,96	2,15	1,63	**3,24**	2,21	2,17
Liquides de gaz naturel et pétrole brut ($/b)	**78,61**	82,77	71,43	72,91	79,25	**80,91**	81,98	76,93
Côte Est du Canada								
Production (kb/j)								
Terra Nova	**16,8**	14,2	2,2	—	13,3	**15,5**	16,5	8,8
Hibernia	**25,7**	27,8	29,1	15,7	31,0	**26,7**	29,9	26,1
White Rose	**15,3**	16,4	17,0	7,0	5,5	**15,9**	11,2	11,6
	57,8	58,4	48,3	22,7	49,8	**58,1**	57,6	46,5
Prix de vente moyen[1] ($/b)	**103,68**	112,57	108,37	108,49	104,25	**108,12**	114,50	112,15
Production internationale (kbep/j)								
Mer du Nord								
Buzzard	**57,8**	55,3	35,3	41,9	57,9	**56,6**	57,4	48,0
Autres – International								
Libye	**27,0**	41,9	44,4	39,8	42,7	**34,4**	40,9	41,5
Syrie	**—**	—	—	—	—	**—**	—	—
	84,8	97,2	79,7	81,7	100,6	**91,0**	98,3	89,5
Prix de vente moyen[1] ($/bep)								
Buzzard	**99,77**	110,94	104,19	104,06	103,18	**105,20**	107,47	106,12
Autres – International	**104,21**	110,36	108,05	107,32	109,44	**107,94**	113,76	110,65

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

Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	Trimestres clos les					Semestres clos les		Exercice clos le
	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	**30 juin 2013**	30 juin 2012	31 déc. 2012
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (milliers de m^3/j)								
Carburants de transport								
Essence	**15,4**	19,4	19,6	20,2	20,2	**17,4**	19,7	19,8
Distillats	**18,1**	13,5	13,4	12,5	10,7	**15,8**	11,0	12,0
Total des ventes de carburants de transport	**33,5**	32,9	33,0	32,7	30,9	**33,2**	30,7	31,8
Produits pétrochimiques	**2,4**	1,8	1,8	1,7	2,3	**2,1**	2,2	2,0
Asphalte	**2,2**	1,6	2,3	3,5	2,2	**1,9**	1,9	2,4
Autres	**5,2**	5,3	5,2	4,9	7,0	**5,2**	5,7	5,4
Total des ventes de produits raffinés	**43,3**	41,6	42,3	42,8	42,4	**42,4**	40,5	41,6
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	**212,1**	205,7	202,3	205,0	192,5	**208,9**	191,7	197,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	**96**	93	91	92	87	**94**	86	89
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (milliers de m^3/j)								
Carburants de transport								
Essence	**20,4**	20,0	20,3	21,3	20,8	**20,2**	20,1	20,4
Distillats	**16,3**	20,6	20,5	18,2	18,8	**18,4**	18,6	19,0
Total des ventes de carburants de transport	**36,7**	40,6	40,8	39,5	39,6	**38,6**	38,7	39,4
Asphalte	**1,9**	1,4	1,5	1,9	1,8	**1,7**	1,5	1,6
Autres	**2,7**	2,6	2,4	3,3	3,7	**2,7**	3,1	3,0
Total des ventes de produits raffinés	**41,3**	44,6	44,7	44,7	45,1	**43,0**	43,3	44,0
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	**202,4**	237,3	234,7	236,4	234,7	**219,8**	234,7	233,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	**85**	100	101	101	101	**92**	100	100
Utilisation totale de la capacité de raffinage (%)**	**90**	96	96	97	94	**93**	93	95

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

Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Semestres clos les		Exercice clos le
Revenus nets	**30 juin 2013**	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	**30 juin 2013**	30 juin 2012	31 déc. 2012
Amérique du Nord (activités terrestres) ($/kpi³e)								
Prix moyen obtenu[4]	**5,58**	4,89	4,65	3,81	3,48	**5,23**	3,74	3,97
Redevances	**(0,49)**	(0,58)	(0,38)	(0,28)	(0,20)	**(0,54)**	(0,22)	(0,27)
Frais de transport	**(0,28)**	(0,23)	(0,27)	(0,35)	(0,34)	**(0,26)**	(0,30)	(0,31)
Charges opérationnelles	**(1,82)**	(1,43)	(1,39)	(1,63)	(1,56)	**(1,62)**	(1,52)	(1,51)
Revenus opérationnels nets	**2,99**	2,65	2,61	1,55	1,38	**2,81**	1,70	1,88
Côte Est du Canada ($/b)								
Prix moyen obtenu[4]	**105,83**	114,32	110,69	112,91	106,73	**110,08**	116,37	114,46
Redevances	**(23,70)**	(26,61)	(27,17)	(31,16)	(38,83)	**(25,16)**	(36,50)	(33,40)
Frais de transport	**(2,15)**	(1,75)	(2,32)	(4,42)	(2,48)	**(1,96)**	(1,87)	(2,31)
Charges opérationnelles	**(11,44)**	(9,05)	(12,00)	(33,17)	(12,71)	**(10,25)**	(10,34)	(13,57)
Revenus opérationnels nets	**68,54**	76,91	69,20	44,16	52,71	**72,71**	67,66	65,18
Mer du Nord – Buzzard ($/b)								
Prix moyen obtenu[4]	**102,17**	113,33	106,62	106,35	105,55	**107,60**	109,80	108,46
Frais de transport	**(2,40)**	(2,39)	(2,43)	(2,29)	(2,37)	**(2,40)**	(2,33)	(2,34)
Charges opérationnelles	**(6,29)**	(5,80)	(10,71)	(8,24)	(3,36)	**(6,05)**	(4,08)	(6,38)
Revenus opérationnels nets	**93,48**	105,14	93,48	95,82	99,82	**99,15**	103,39	99,74
Autres – International ($/bep)								
Prix moyen obtenu[4]	**104,62**	110,69	108,34	107,67	109,79	**108,30**	114,12	110,99
Redevances	**(79,56)**	(41,81)	(81,09)	(61,02)	(57,50)	**(56,70)**	(62,11)	(66,93)
Frais de transport	**(0,41)**	(0,33)	(0,29)	(0,35)	(0,35)	**(0,36)**	(0,36)	(0,34)
Charges opérationnelles	**(3,47)**	(3,34)	(1,97)	(1,13)	(2,76)	**(3,39)**	(2,33)	(1,94)
Revenus opérationnels nets	**21,18**	65,21	24,99	45,17	49,18	**47,85**	49,32	41,78

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

Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels (suite)

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières mentionnées dans le Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Suncor inclut les charges opérationnelles décaissées et totales par baril et les données sur les revenus nets 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.

Définitions

1) Prix de vente moyen	—	Calculé avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes
2) Charges opérationnelles décaissées	—	Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges opérationnelles, 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 opérationnels liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération)
3) Charges opérationnelles totales	—	Comprennent les charges opérationnelles décaissées telles qu'elles sont définies ci-dessus, les charges décaissées pour le démarrage de projets et les charges opérationnelles hors trésorerie
4) Prix moyen obtenu	—	Calculé avant les frais de transport et les redevances

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 des différentes façons de traiter les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations parmi les producteurs.
**	En date du 1er janvier 2013, la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton a été augmentée à 140 kb/j. Les taux d'utilisation servant à la comparaison n'ont pas été recalculés.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc.	1m^3 (mètre cube) = environ 6,29 barils

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

suncor.com