

PREMIER TRIMESTRE 2013

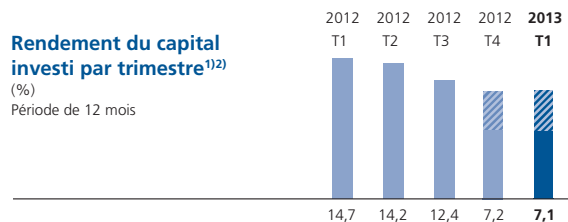
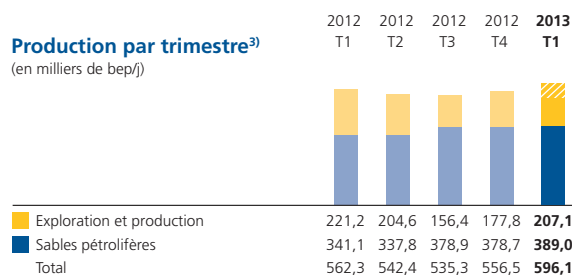
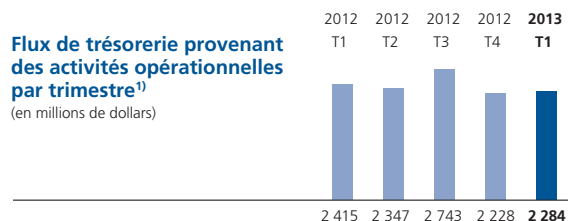
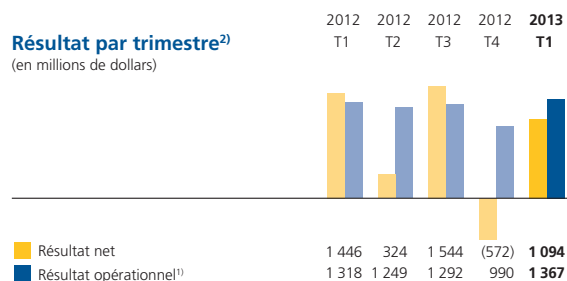
Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 mars 2013

Résultats du premier trimestre de Suncor Énergie

Toute l'information financière est non audité et est présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait référence dans le présent document 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 29 avril 2013. Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant la production et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétroliers ne tiennent pas compte de la production et des charges associées aux activités de Syncrude.

« Le modèle d'affaires intégré unique de Suncor se traduit par des résultats financiers solides et soutenus, ce qui nous permet de franchir une nouvelle étape dans le versement de dividendes à nos actionnaires tout en continuant d'investir dans la croissance rentable, a déclaré le président et chef de la direction de Suncor, Steve Williams. Nous avons les ressources, les actifs, la situation financière et la stratégie nécessaires pour continuer à faire croître les rendements pour les actionnaires. »

- Résultat opérationnel ¹⁾ de 1,367 G\$ (0,90 \$ par action ordinaire) et résultat net de 1,094 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ¹⁾ de 2,284 G\$ (1,50 \$ par action ordinaire), y compris des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles trimestriels record de 1,067 G\$ tirés du secteur Raffinage et commercialisation.
- Production trimestrielle record de 357 800 barils par jour (b/j) et une diminution de 9 % des charges opérationnelles décaissées par baril ¹⁾ pour le secteur Sables pétroliers, ce qui rend compte de la grande fiabilité des activités de valorisation de la Société et de l'accroissement continu de la production de Firebag.
- Décision de ne pas donner suite au projet de l'usine de valorisation Voyageur et conclusion d'une entente visant à vendre une part importante des actifs de gaz naturel de la Société dans l'Ouest canadien, ce qui raffermira les bases établies par Suncor en vue d'assurer une croissance rentable à long terme.
- Le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation du dividende de 54% et le rachat d'actions ordinaires d'une valeur maximale de 2 G\$, ce qui consolide l'engagement de la Société de redistribuer des liquidités aux actionnaires.



- 1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat net et du résultat opérationnel est présenté plus loin. Le rendement du capital investi (RCI) ne tient pas compte des coûts inscrits à l'actif au titre des projets d'envergure en cours. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Le RCI a subi les répercussions des charges se rapportant au projet de l'usine de valorisation Voyageur. Compte non tenu de l'incidence de ces charges, le RCI se serait établi à 11,4 % et 11,5 % pour le quatrième trimestre de 2012 et le premier trimestre de 2013, respectivement.
- 3) La production du premier trimestre de 2013 tient compte d'une production de 45 200 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) tirée des actifs détenus en vue de la vente du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Résultats financiers

Suncor Énergie Inc. a inscrit un solide résultat opérationnel de 1,367 G\$ (0,90 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2013, contre 1,318 G\$ (0,84 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2012, ce qui confirme la valeur de son modèle intégré, une marge additionnelle par baril ayant été obtenue dans le secteur Raffinage et commercialisation par suite de l'accroissement des écarts de prix du pétrole brut de l'Ouest canadien. Les résultats financiers du trimestre ont été mis en valeur par la grande fiabilité des activités de valorisation et de raffinage *in situ* de la Société, ce qui s'est traduit par une production record du secteur Sables pétrolifères et une rentabilité record pour le secteur Raffinage et commercialisation.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 2,284 G\$ (1,50 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2013, contre 2,415 G\$ (1,55 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2012. En plus des facteurs ayant participé au résultat opérationnel, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles du premier trimestre de 2013 ont subi l'influence d'une charge de 93 M\$ par suite de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Outre cette charge, Suncor a aussi fait l'acquisition de la quote-part de Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P ») dans les frais de 90 M\$ liés à la suspension du projet, dont les coûts décaissés devraient totaliser 183 M\$.

Le résultat net s'est établi à 1,094 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat net de 1,446 G\$ (0,93 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2012. Outre les facteurs ayant participé au résultat opérationnel, la diminution du résultat net par rapport à celui du premier trimestre de 2012 s'explique par une perte de change après impôt de 146 M\$ à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains et par une charge après impôt de 127 M\$ comptabilisée par suite de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Le rendement du capital investi (RCI) (sans les projets d'envergure en cours) s'est établi à 7,1 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2013, contre 14,7 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 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 celle de 127 M\$ comptabilisée au premier trimestre de 2013, a eu une incidence d'environ 4 % sur le RCI.

« La force de notre modèle d'affaires intégré a permis à la Société d'obtenir d'excellents résultats en dépit du contexte défavorable aux prix du brut produit par le secteur Sables pétrolifères. Pour le trimestre, nos activités en aval ont largement absorbé l'incidence des faibles prix obtenus pour notre production du secteur Sables pétrolifères, a ajouté M. Williams. Nos raffineries ont démontré une grande fiabilité qui a contribué au résultat trimestriel record du secteur Raffinage et commercialisation, lequel se classe systématiquement au rang de leader nord-américain en termes de résultat par baril tiré de la capacité de raffinage de pétrole brut. »

Au premier trimestre de 2013, Suncor a fait l'acquisition de la participation de Total E&P dans Voyageur Upgrader Limited Partnership (« VULP ») pour un montant de 515 M\$ et a annoncé qu'elle ne donnerait pas suite au projet de l'usine de valorisation Voyageur. Par suite de cette transaction, Suncor détient le contrôle total sur les actifs du partenariat, qui comprennent des installations de mélange de bitume chaud et des réservoirs qui fourniront une souplesse accrue sur le plan de la logistique ainsi qu'une plus grande capacité de stockage afin de soutenir les activités en pleine expansion de son secteur Sables pétrolifères et de la composante médiane de son modèle d'affaires intégré.

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 1^{er} 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. Suncor conserve ses biens gaziers non conventionnels dans la région de Montney, en Colombie-Britannique, ainsi que ses actifs pétroliers non conventionnels dans la région de Wilson Creek, au centre de l'Alberta.

« Nous nous sommes engagés à appliquer une approche disciplinée en matière d'investissement et à privilégier des investissements qui dégagent des rendements élevés pour nos actionnaires, a déclaré M. Williams. La décision concernant le projet de l'usine de valorisation Voyageur et la cession des actifs de gaz naturel vont dans le sens de cet engagement. »

Résultat opérationnel

La production totale en amont de Suncor a progressé pour s'établir à 596 100 bep/j au premier trimestre de 2013, en comparaison de 562 300 bep/j au premier trimestre de 2012. La production en amont de pétrole brut a progressé de 9 %, tandis que la production de gaz naturel a reculé de 18 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de la quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude) se sont chiffrés en moyenne à 357 800 b/j au premier trimestre de 2013, en comparaison de 305 700 b/j au premier trimestre de 2012. Cette hausse de la production du secteur Sables pétrolifères s'explique essentiellement par l'accroissement continu de la production de Firebag et de la fiabilité accrue des installations de valorisation au premier trimestre de 2013. La flexibilité du modèle d'affaires intégré de Suncor a été démontrée pendant le trimestre, car la Société a réacheminé davantage de bitume de Firebag vers ses installations de valorisation afin de compenser la diminution de la production des activités d'extraction attribuable aux travaux de maintenance non planifiés aux installations d'extraction. La Société a ainsi pu maximiser la rentabilité au cours d'une période durant laquelle les prix du bitume étaient bas.

Les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué au premier trimestre de 2013, passant de 38,10 \$ par baril au premier trimestre de 2012 à 34,80 \$ par baril en moyenne, en raison de l'accroissement des volumes de production. Les charges opérationnelles décaissées ont légèrement augmenté en raison des coûts accrus associés à la hausse de la production de Firebag, à l'intensification des activités attribuable aux actifs récemment mis en service et à la multiplication des travaux de maintenance non planifiés, principalement aux installations d'exploitation et d'extraction minières. Ces facteurs ont été en partie compensés par l'avantage net de l'augmentation des ventes d'électricité.

La quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude représente un volume de production moyen de 31 200 b/j pour le premier trimestre de 2013, en comparaison de 35 400 b/j pour le trimestre correspondant de 2012. La production de Syncrude a été moins élevée pour le trimestre en raison surtout de travaux de maintenance planifiés et non planifiés aux installations de valorisation et d'extraction. Les problèmes opérationnels avaient été résolus à la fin du trimestre.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée à 207 100 bep/j au premier trimestre de 2013, en comparaison de 221 200 bep/j au premier trimestre de 2012. Cette baisse de la production est essentiellement attribuable aux travaux de maintenance des infrastructures sous-marines à Terra Nova effectués au cours du trimestre et aux baisses de production enregistrées par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Les problèmes liés aux conduites d'écoulement à Terra Nova apparus à la suite du programme de maintenance à quai réalisé en 2012 ont été résolus au premier trimestre de 2013. À la fin du trimestre, par suite des travaux de restauration initialement prévus au troisième trimestre de 2013, la production avait repris aux trois centres de forage de Terra Nova.

Le rendement opérationnel du secteur Raffinage et commercialisation demeure élevé, contribuant au taux d'utilisation total des raffineries qui s'est établi à 96 % au premier trimestre de 2013, contre 92 % au premier trimestre de 2012. La production de pétrole brut des raffineries a totalisé en moyenne 443 000 b/j au premier trimestre de 2013, contre 419 800 b/j au premier trimestre de 2012.

Les activités de commercialisation et de négociation de l'énergie de Suncor continuent d'optimiser les marges réalisées sur les volumes produits à l'interne et les volumes achetés en mettant à profit une logistique et des infrastructures à mi-parcours pour vendre ou acheter du pétrole brut sur des marchés plus favorables, ce qui s'est traduit par un résultat opérationnel de 78 M\$ pour le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations au premier trimestre de 2013.

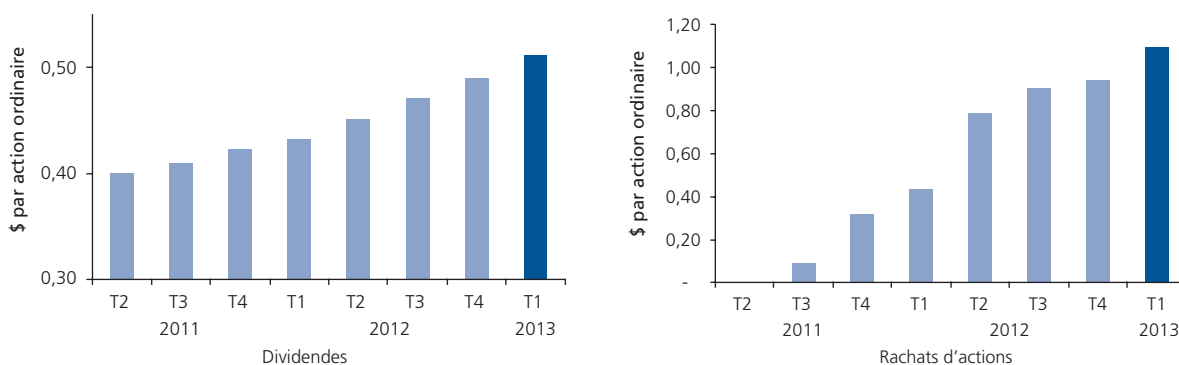
Mise à jour concernant notre stratégie

Une approche rigoureuse en matière de capital est un facteur clé de la réussite de la stratégie de la Société. Cette dernière répartit ses dépenses d'investissement conformément à des objectifs précis. Elle est déterminée à assurer 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 de redistribuer des liquidités aux actionnaires en versant des dividendes de 0,13 \$ par action ordinaire et en rachetant des actions d'une valeur de 405 M\$ au premier trimestre de 2013.

Conformément aux objectifs stratégiques de la Société et compte tenu de la force de son modèle d'affaires intégré qui lui permet d'obtenir des résultats financiers soutenus et qui s'améliorent sans cesse, le conseil d'administration de Suncor a approuvé après la fin du trimestre une hausse de 54 % de son dividende trimestriel, qui passera à 0,20 \$ par action ordinaire à compter du deuxième trimestre de 2013. La Société a aussi obtenu auprès des autorités de réglementation l'autorisation de racheter aux fins d'annulation pour un montant additionnel maximal de 2 G\$ de ses actions ordinaires, du 2 mai 2013 au 19 septembre 2013.

Redistribution de liquidités aux actionnaires

(en dollars par action ordinaire, pour la période de 12 mois)



Investir dans l'intégration

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 de la Société demeure essentielle afin d'optimiser la rentabilité au moyen de la croissance. Les programmes de dépenses d'investissement de la Société pour 2013 comprennent des projets visant à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir et à traiter le pétrole brut provenant de l'intérieur du continent. Les travaux de construction de la voie ferroviaire pour permettre la réception du pétrole brut à la raffinerie de Montréal ont commencé au premier trimestre de 2013, et l'infrastructure devrait être achevée au quatrième trimestre de 2013.

Activités du secteur Sables pétrolifères

Des travaux mineurs de construction se sont poursuivis à la quatrième phase de Firebag en vue de compléter la mise en service de l'infrastructure au deuxième trimestre de 2013. L'accroissement constant de la production de bitume à Firebag s'est traduit par une hausse de 64 % de la production, qui est passée de 83 600 b/j au premier trimestre de 2012 à

137 000 b/j au premier trimestre de 2013. La Société prévoit que la production de bitume provenant de Firebag atteindra sa capacité nominale d'environ 180 000 b/j au début de 2014.

La Société se consacre à des projets d'optimisation des coûts qui favoriseront la croissance de diverses façons, notamment des projets de désengorgement au sein des activités du secteur Sables pétrolifères et des programmes de forage de puits intercalaires à Firebag. Un de ces projets est en cours aux installations de MacKay River afin d'accroître la capacité de production au deuxième semestre de 2014 et, ultimement, de réaliser pour ces installations une capacité totale de 38 000 b/j d'ici 2015.

Investir dans des activités fiables et durables demeure une priorité, comme en témoigne la construction d'actifs destinés à soutenir le processus de gestion des résidus (TRO^{MC}), les activités visant à réduire la consommation d'eau douce, l'aménagement de plateformes de puits à Firebag et à MacKay River et les travaux de maintenance planifiés. Les travaux de maintenance planifiés à l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1 ont commencé au premier trimestre de 2013 et ont été suivis d'une révision à l'usine de valorisation 1 qui a commencé en avril 2013.

Les autres activités d'investissement comprennent des projets visant à accroître la capacité de transport et la souplesse commerciale par la construction d'infrastructures de stockage et d'infrastructures logistiques.

Les activités d'évaluation des futurs projets de croissance se poursuivent, notamment en ce qui a trait aux spécifications des plans techniques, en vue d'une décision d'autorisation des dépenses en 2014 pour le projet d'agrandissement de MacKay River, dont la capacité nominale devrait être de 20 000 b/j.

Coentreprises de Sables pétrolifères

Au premier trimestre de 2013, Suncor a annoncé que la Société ne donnerait pas suite au projet de l'usine de valorisation Voyageur. La décision découle d'un examen stratégique et économique entrepris en réaction à la détérioration des conditions du marché, qui ont remis en question la viabilité du projet sur le plan économique. Suncor a fait l'acquisition de la participation de Total E&P dans VULP pour un montant de 515 M\$ afin d'obtenir le contrôle total sur les actifs du partenariat, qui comprennent des installations de mélange de bitume chaud et des réservoirs qui fourniront une souplesse accrue sur le plan de la logistique ainsi qu'une plus grande capacité de stockage afin de soutenir les activités en pleine expansion de son secteur Sables pétrolifères et de la composante médiane de son modèle d'affaires intégré. La valeur comptable nette de ces actifs s'établissait à environ 800 M\$ au 31 mars 2013.

Par suite de cette décision, Suncor a comptabilisé en résultat une perte de valeur après impôt de 127 M\$, qui 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.

Suncor continue de travailler en étroite collaboration avec les copropriétaires à l'avancement des projets d'exploitation minière de Fort Hills et Joslyn. Le projet d'exploitation minière Fort Hills porte 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 vue de l'obtention d'une décision concernant l'autorisation des dépenses attendue au deuxième semestre de 2013. La Société et les copropriétaires continuent de concentrer leurs efforts sur la conception technique et la préparation du site 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 1^{er} 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 premier trimestre de 2013, la production de ces actifs s'est établie à 45 200 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 15 M\$ et 34 M\$ pour le premier trimestre de 2013. Cette transaction exclut la majeure partie des biens gaziers non conventionnels de Suncor dans la région de Montney, en Colombie-Britannique, et de ses actifs pétroliers non conventionnels dans la région de Wilson Creek, au centre de l'Alberta.

Au premier trimestre de 2013, les activités de dépenses d'investissement ont porté principalement sur le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle et sur le projet Hebron, l'avancement de plusieurs projets d'extension des zones d'exploitation existantes, notamment Hibernia et White Rose, et les travaux continus de forage de prospection et de développement.

À Golden Eagle, la construction d'installations de surface et d'un treillis pour la plateforme d'exploitation se poursuit, et les premiers barils de pétrole sont attendus 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 au premier trimestre de 2013, et les premiers barils de pétrole sont 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, tandis que des plans portant sur la poursuite de l'aménagement de ces zones sont actuellement en mise en œuvre.

Au premier trimestre de 2013, Suncor a mené à bien des négociations avec la société pétrolière nationale de la Lybie relativement à ses engagements de prospection aux termes des contrats d'exploration et de partage de la production. À l'issue de ces négociations, la Société s'est vue accorder un sursis afin de tenir compte de la période pour laquelle elle avait déclaré un cas de force majeure en raison de l'agitation politique et n'était pas en mesure d'honorer ses engagements de prospection. Le programme de forage de prospection de 2013 est actuellement mis en œuvre et le forage a repris à l'un des puits d'exploration au cours du premier trimestre de 2013.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé certains éléments des prévisions qu'elle avait publiées en décembre 2012, et qui ont été révisées le 5 février 2013. Les principaux changements apportés aux prévisions de la Société comprennent ce qui suit :

- Une note explicative décrivant l'incidence de la vente envisagée de la majeure partie des activités gazières de Suncor dans l'Ouest canadien, laquelle devrait se traduire par une estimation révisée de 30 000 à 35 000 bep/j pour la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et une révision de la production totale prévue de 559 000 à 609 000 bep/j pour 2013, dans l'éventualité de la clôture de la transaction au troisième trimestre de 2013.
- La fourchette prévisionnelle de la charge d'impôt exigible a été ajustée pour passer de 1,300 G\$ – 1,500 G\$ à 1,500 G\$ – 1,700 G\$, en raison des prix de référence du Brent plus élevés que prévu au premier trimestre de 2013, ce qui se traduit par une charge d'impôt exigible estimative plus élevée dans le secteur International de la Société.
- La fourchette des intérêts capitalisés a été revu à la baisse, passant de 350 M\$ – 450 M\$ à 450 M\$ – 550 M\$, afin de tenir compte de la diminution du nombre de projets d'immobilisations admissibles par suite de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur.

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.

Rapprochement du résultat opérationnel ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2013	31 mars 2012
Résultat net comptable	1 094	1 446
Écarts de change latents sur la dette à long terme libellée en dollars américains	146	(128)
Incidence nette de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur ²⁾	127	—
Résultat opérationnel	1 367	1 318

- 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.

Modification de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Après la clôture du premier trimestre de 2013, la Bourse de Toronto (« TSX ») a accepté la modification de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de Suncor (« l'offre publique de rachat »), autorisant ainsi cette dernière à racheter, aux fins d'annulation, une tranche supplémentaire de ses actions ordinaires d'une valeur maximale de 2 G\$, entre le 2 mai 2013 et le 19 septembre 2013, par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Le nombre réel d'actions ordinaires qui seront rachetées aux termes de l'offre publique de rachat de même que le moment de ces rachats seront déterminés par la Société. Cette dernière pourrait demander l'autorisation d'achever le programme à une date ultérieure si elle n'effectue pas la totalité des rachats de 2 G\$ entre les dates fixées par l'autorisation de l'offre publique de rachat en vigueur. Suncor a racheté 1 G\$ de ses actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat. Entre le 26 avril 2012 et le 26 avril 2013, Suncor a racheté 55 109 900 de ses actions ordinaires pour un montant de 1,693 M\$ aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal des activités.

Aux termes de l'offre publique de rachat, Suncor a convenu de ne pas racheter, entre le 20 septembre 2012 et le 19 septembre 2013, plus de 92 107 935 actions ordinaires, soit près de 6 % du flottant d'actions ordinaires émises et en circulation au 14 septembre 2012. La Société a l'intention de conclure, avec un courtier désigné, un plan de rachat prédéterminé permettant le rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat durant les périodes d'interdiction de négociation.

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.

Dans le cadre de l'offre publique de rachat, 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 conféreront à l'acheteur, à la date d'expiration des options visées, le droit de vendre à Suncor un nombre établi 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 les 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 imposées par la TSX à l'égard des achats en vertu de l'offre publique de rachat.

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, Suncor et l'institution financière limiteront les achats quotidiens d'actions ordinaires de Suncor dans le cadre de l'offre publique de rachat et les activités liées aux options de vente à au plus 25 % (903 755 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.

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 qui fait intervenir plusieurs risques et incertitudes, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor, notamment ceux énoncés ci-dessous. Voir également la rubrique « Énoncés prospectifs » du rapport de gestion pour des informations complémentaires sur les autres risques et hypothèses sous-jacents aux présents énoncés prospectifs.

Les prévisions de Suncor sont fondées sur les hypothèses suivantes relativement aux prix du pétrole : pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing de 85,00 \$ US le baril; Brent, Sullom Voe de 97,00 \$ US le baril; et Western Canadian Select à Hardisty de 65,00 \$ US le baril. En outre, les prévisions sont fondées sur l'hypothèse d'un prix du gaz naturel (AECO – C Spot) de 3,00 \$ CA par gigajoule et un taux de change (\$ US/\$ CA) de 0,97 \$. 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 réduire la maintenance non planifiée pour 2013. Les hypothèses ayant servi à l'établissement des perspectives de production des secteurs Côte Est du Canada et International 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 planifiés et devraient soutenir la croissance des activités du secteur Sables pétrolifères. Le moment de l'achèvement et de l'intégration de ces projets aux activités existantes, pour l'essentiel hors du contrôle direct de la Société, pourrait influencer 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.
- 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 d'investissement.
- 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 socio-économique.

RAPPORT DE GESTION

Le 29 avril 2013

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 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 1^{er} 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	11
2. Faits saillants du premier trimestre	13
3. Aperçu de Suncor	14
4. Information financière consolidée	17
5. Résultats sectoriels et analyse	23
6. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	39
7. Situation financière et situation de trésorerie	42
8. Données financières trimestrielles	46
9. Autres éléments	48
10. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	53
11. Énoncés prospectifs	57

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 1^{er} 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 écoulé.

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 :

<u>Unités de mesure</u>		<u>Lieux et devises</u>	
b	barils	É.-U.	États-Unis
b/j	barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
kb/j	milliers de barils par jour	C.-B.	Colombie-Britannique
bep	barils équivalent pétrole	\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	\$ US	Dollars américains
kbep	milliers de barils équivalent pétrole	£	Livres sterling
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour	€	Euros
kp ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	<u>Contexte financier et commercial</u>	
kp ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel	T1	Trimestre clos le 31 mars
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	WTI	West Texas Intermediate
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	WCS	Western Canada Select
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel	NYMEX	New York Mercantile Exchange
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour		
m ³	mètres cubes		
m ³ /j	mètres cubes par jour		
MW	mégawatts		

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 kpi³e ou en Mpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbepe selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, Mpi³e, bep et kbepe peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

2. FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE

• Résultats financiers du premier trimestre

- Le résultat net consolidé s'est établi à 1,094 G\$ pour le premier trimestre de 2013, en comparaison de 1,446 G\$ pour le premier trimestre de 2012. Ce recul du résultat net est principalement attribuable à la comptabilisation d'une perte de change après impôt de 146 M\$ résultant de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains et d'une charge après impôt de 127 M\$ découlant de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur, en plus des autres facteurs ayant influé sur le résultat opérationnel.
- Le résultat opérationnel ¹⁾ s'est établi à 1,367 G\$ pour le premier trimestre de 2013, en comparaison de 1,318 G\$ pour le premier trimestre de 2012. Le résultat opérationnel rend compte des solides marges de raffinage dégagées et du volume de production record enregistré par le secteur Sables pétrolifères, contrebalancés par la diminution des prix de vente obtenus par le secteur Sables pétrolifères et par la baisse du volume de production du secteur Exploration et Production.
- Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾ se sont chiffrés à 2,284 G\$ pour le premier trimestre de 2013, en comparaison de 2,415 G\$ pour le premier trimestre de 2012. Ils comprennent une charge de 93 M\$ découlant de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur.
- Le RCI ¹⁾ (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est établi à 7,1 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2013, en baisse comparativement à celui de 14,7 % dégagé pour la période de 12 mois close le 31 mars 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 eu une incidence d'environ 4 % sur le RCI; celui-ci s'est également ressenti de la charge inscrite à l'égard de ce projet au premier trimestre de 2013.

1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. La Société a retraité les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et le RCI de l'exercice précédent pour rendre compte de l'adoption de nouvelles normes comptables et de normes comptables révisées. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

- **Grâce à son modèle intégré, Suncor continue de se prémunir contre les faibles prix du brut provenant de l'intérieur des terres.** Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé des résultats records pour le trimestre, grâce à des marges de raffinage élevées et à un taux d'utilisation des raffineries de 96 %. Ces facteurs ont largement compensé la diminution des prix obtenus par le du secteur Sables pétrolifères par suite de la baisse généralisée des prix du brut dans l'Ouest canadien.
- **La production record du secteur Sables pétrolifères témoigne de l'exécution rigoureuse du projet Firebag.** Les activités du secteur Sables pétrolifères ont généré une production record de 357 800 b/j au premier trimestre de 2013. La production de bitume issue du projet Firebag de la Société s'est établie en moyenne à 137 000 b/j, en hausse de 64 % par rapport à la production enregistrée pour le premier trimestre de 2012. La mise en service des dernières infrastructures de la quatrième phase d'agrandissement, notamment l'unité de stripage des diluants et le pipeline isolé destiné au transport du bitume, devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2013. La Société s'attend à ce que la production de bitume provenant de Firebag atteigne la capacité nominale d'environ 180 000 b/j au début de 2014.
- **D'importantes décisions stratégiques consolident les assises d'une croissance rentable à long terme.** Au cours du premier trimestre de 2013, la Société a annoncé qu'elle ne donnerait pas suite au projet de l'usine de valorisation Voyageur. Puis, le 15 avril 2013, elle 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. Ces décisions témoignent de l'engagement de Suncor en matière de gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et de croissance rentable. Des dépenses de croissance devraient être engagées afin d'accroître l'intégration des activités opérationnelles de la Société et d'assurer la mise en valeur des réserves et des ressources susceptibles de générer un rendement supérieur.
- **Approbation d'une majoration importante du dividende.** Le conseil d'administration de Suncor a approuvé une majoration de 54 % de son dividende trimestriel, lequel passera de 0,13 \$ par action ordinaire à 0,20 \$ par action ordinaire à compter du deuxième trimestre de 2013.
- **Suncor continue de redistribuer de la trésorerie à ses actionnaires.** Au premier trimestre de 2013, la Société a racheté environ 12,8 millions d'actions ordinaires, remettant ainsi 405 M\$ à ses actionnaires. Depuis 2011, elle a racheté près de 81,7 millions d'actions, remettant ainsi un total de 2,5 G\$ en trésorerie à ses actionnaires. Après la clôture du trimestre, les organismes de réglementation ont autorisé Suncor à modifier son programme de rachat d'actions actuellement en vigueur, qui lui permettra de racheter des actions ordinaires supplémentaires d'une valeur d'au plus 2 G\$ entre le 2 mai 2013 et le 19 septembre 2013.
- **Suncor conserve une excellente situation financière qui lui procure souplesse et sécurité sur le plan financier.** Suncor continue de financer ses dépenses en immobilisations au moyen des flux de trésorerie générés en interne et elle maintient un niveau d'endettement stable, sa dette nette s'établissant à 6,786 G\$ au 31 mars 2013, en comparaison de 6,639 G\$ au 31 décembre 2012.

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 certains actifs du secteur médian 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 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 Montney, 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 commercialisation et 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

(en millions de dollars)	2013	Trimestres clos les 31 mars 2012
Résultat net		
Sables pétrolifères	326	609
Exploration et production	354	332
Raffinage et commercialisation	782	476
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(368)	29
Total	1 094	1 446
Résultat opérationnel ¹⁾		
Sables pétrolifères	453	609
Exploration et production	354	332
Raffinage et commercialisation	782	476
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(222)	(99)
Total	1 367	1 318
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾		
Sables pétrolifères	848	1 118
Exploration et production	690	677
Raffinage et commercialisation	1 067	730
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(321)	(110)
Total	2 284	2 415

(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

	2013	Trimestres clos les 31 mars 2012
Volumes de production par secteur		
Sables pétrolifères (kb/j)	389,0	341,1
Exploration et production (kbep/j)	207,1	221,2
Total	596,1	562,3
Composition de la production		
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	92/8	90/10
Prix de vente moyen obtenu par secteur		
Sables pétrolifères (\$/baril)	79,78	91,71
Exploration et production (\$/kbep)	90,67	91,94

Résultat net

Le résultat net de Suncor s'est établi à 1,094 G\$ au premier trimestre de 2013, contre 1,446 G\$ au premier trimestre 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 le premier trimestre de 2013 par rapport à celui inscrit pour le premier trimestre de 2012, notamment ceux décrits ci-après.

- Au premier trimestre de 2013, la Société a comptabilisé une perte de change latente après impôt de 146 M\$ découlant de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains, en comparaison d'un profit de 128 M\$ au premier trimestre de 2012.
- Au premier trimestre de 2013, la Société a comptabilisé une charge après impôt de 127 M\$, laquelle représente le coût estimatif que devrait occasionner 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.

Résultat opérationnel

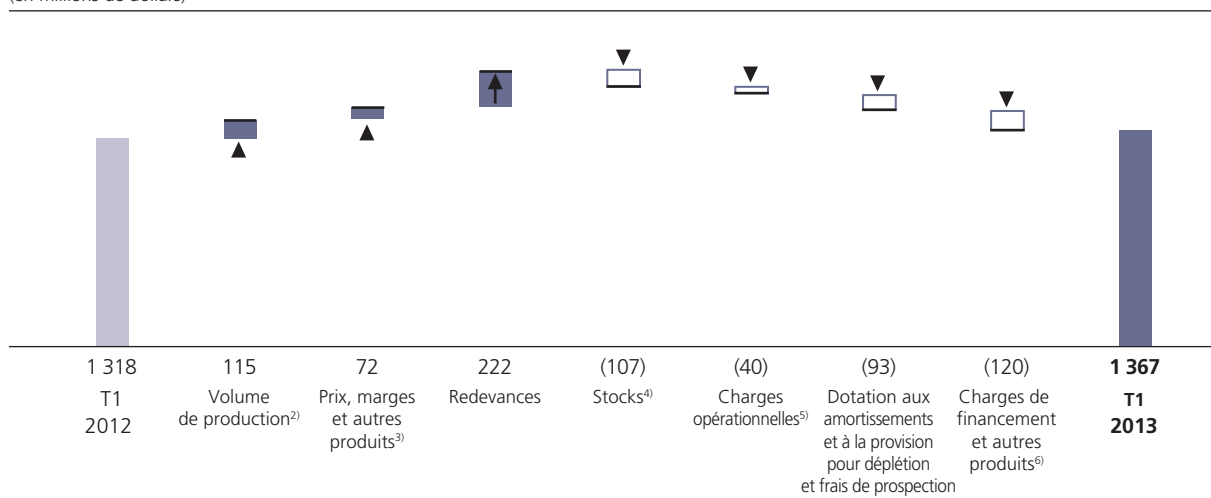
Rapprochement du résultat opérationnel consolidé ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Résultat net présenté	1 094	1 446
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	146	(128)
Incidence nette de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur	127	—
Résultat opérationnel	1 367	1 318

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.

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel consolidé¹⁾

(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 pour le premier trimestre de 2013 s'est établi à 1,367 G\$, en comparaison de 1,318 G\$ pour le premier trimestre de 2012. Les facteurs favorables qui suivent font partie de ceux qui ont influé sur le résultat opérationnel du premier trimestre de 2013 comparativement à celui du premier trimestre de 2012 :

- Les marges de raffinage ont augmenté considérablement au premier trimestre de 2013 par rapport au premier trimestre de 2012, en raison essentiellement de l'élargissement des marges de craquage de référence, des écarts de prix favorables pour le pétrole brut canadien provenant du centre du continent et de l'augmentation du taux d'utilisation des raffineries. Au premier trimestre de 2013, les marges de raffinage ont bénéficié davantage de l'incidence favorable de la hausse des prix du brut qu'au premier trimestre de 2012. Lors d'une période de hausse des prix du brut, les stocks produits au cours de périodes où le coût des charges d'alimentation était moins élevé sont vendus et remplacés par des stocks achetés à un coût des charges d'alimentation relativement plus élevé.
- Le volume de production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 389 000 b/j au premier trimestre de 2013, en comparaison de 341 100 b/j au premier trimestre de 2012. Cette hausse est principalement attribuable à l'accroissement continu de la production de Firebag et à la plus grande fiabilité des installations de valorisation, contrebalancés légèrement par l'incidence des travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard des installations d'extraction au premier trimestre de 2013.

- Les redevances ont diminué au premier trimestre de 2013, en raison de la baisse des redevances des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production.

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

- Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué au premier trimestre de 2013. La diminution du prix de référence du WTI et l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd ont entraîné une diminution considérable des prix du pétrole brut lourd canadien.
- Le volume de production du secteur Exploration et production a diminué pour s'établir à 207 100 bep/j, en comparaison de 221 200 bep/j, en raison surtout des travaux de maintenance effectués à Terra Nova durant le trimestre et de la baisse de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).
- Les charges opérationnelles se sont accrues, en raison principalement des coûts supplémentaires qui ont découlé de l'accroissement de la production et de l'intensification des activités du secteur Sables pétrolifères, partiellement contrebalancés par une diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions attribuable à une hausse plus modeste du cours de l'action ordinaire de la Société au premier trimestre de 2013 comparativement au premier trimestre de 2012.
- Les charges de financement ont augmenté au premier trimestre de 2013, la Société ayant incorporé un pourcentage moins élevé de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction, ce qui a entraîné une hausse de la charge d'intérêts.
- La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont augmenté au premier trimestre de 2013, ce qui s'explique essentiellement par la récente mise en service de nouveaux actifs du secteur Sables pétrolifères, par les charges comptabilisées au titre de puits d'exploration inexploitable et par l'important programme de forage hivernal lié aux activités *in situ* mené au premier trimestre de 2013.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2013	31 mars 2012
Sables pétrolifères	(8)	36
Exploration et production	6	6
Raffinage et commercialisation	5	18
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	33	64
Total de la charge de la rémunération fondée sur des actions	36	124

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie consolidés liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,284 G\$ au premier trimestre de 2013, en comparaison de 2,415 G\$ au premier trimestre de 2012. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse des prix obtenus en amont et par la diminution de 93 M\$ attribuable à la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur, partiellement compensées par l'augmentation des marges de raffinage et par la hausse du volume de production en amont.

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 31 mars	
		2013	2012
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	94,35	102,95
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	112,65	118,35
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	10,60	9,45
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	88,45	92,80
WCS à Hardisty	\$ US/b	62,40	81,50
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	31,95	21,45
Condensat à Edmonton	\$ US/b	107,20	110,00
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,05	2,50
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	31,20	25,80
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	27,10	18,80
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	30,55	27,70
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	28,80	25,45
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,99	1,00
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,98	1,00

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.

Les prix de référence dans l'Ouest canadien continuent de refléter le déséquilibre entre la capacité de transport et la capacité de raffinage terrestre de même que l'augmentation de l'offre de pétrole brut en Amérique du Nord. Ces facteurs ont une incidence importante sur les prix obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères. Toutefois, le prix de référence sur les marchés mondiaux (ou Brent), qui a une influence encore plus marquée sur le contexte commercial dans lequel évoluent les raffineries de Suncor, est demeuré élevé tout au long du trimestre. Grâce à son modèle d'affaires intégré, Suncor a pu continuer de se prémunir contre la volatilité des prix touchant le secteur Sables pétrolifères.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé essentiellement par les variations du 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 subi les contrecoups de la diminution du prix du WTI, qui est passé de 102,95 \$ US/b au premier trimestre de 2012 à 94,35 \$ US/b au premier trimestre de 2013. L'incidence de ce facteur a toutefois été atténuée par la légère prime par rapport au WTI qui a été réalisée sur le pétrole brut synthétique peu sulfureux, lequel s'était vendu à escompte par rapport au WTI au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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 s'est établi en moyenne à 88,45 \$/b au premier trimestre de 2013, en comparaison de 92,80 \$/b au premier trimestre de 2012. Malgré le fléchissement du cours du WCS à Hardisty, le prix obtenu pour le pétrole brut synthétique sulfureux est demeuré relativement stable par rapport au trimestre précédent, en raison de la hausse de la demande pour le pétrole brut synthétique sulfureux enregistrée au premier trimestre de 2013.

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). Le diluant provient principalement des installations de valorisation et de raffinage de la Société, mais l'achat de diluant auprès de tiers peut être nécessaire pour optimiser la composition des ventes. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume. Au premier trimestre de 2013, les prix moyens obtenus pour le bitume ont diminué considérablement, ce qui rend compte de la diminution des prix du WTI et de l'élargissement de l'écart entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd découlant de l'affaiblissement de la demande pour le bitume et des contraintes liées à la capacité de transport.

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 enregistré une variation à la baisse moins importante que le WTI au premier trimestre de 2013, et il s'est établi en moyenne à 112,65 \$ US/b, en comparaison de 118,35 \$ US/b au premier 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 3,05 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2013, en hausse comparativement à 2,50 \$ le kpi³ au premier 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 été plus élevées au premier trimestre de 2013 qu'au premier trimestre de 2012 dans les principaux marchés où Suncor vend des produits finis. Les prix des produits raffinés ont reflété la hausse du prix de la charge d'alimentation du brut Brent provenant des marchés côtiers d'Amérique du Nord, laquelle continue d'avoir une incidence positive sur les raffineries terrestres de Suncor.

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 augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet de diminuer 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)	2013	Trimestres clos les 31 mars 2012
Produits bruts	3 043	3 217
Moins les redevances	(173)	(280)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	2 870	2 937
Résultat net	326	609
Résultat opérationnel ¹⁾		
Sables pétrolifères	411	540
Coentreprises des Sables pétrolifères	42	69
	453	609
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	848	1 118

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 respectivement à 326 M\$ et à 453 M\$ pour le premier trimestre de 2013, tandis qu'ils s'étaient établis tous deux à 609 M\$ pour le premier trimestre de 2012. Le résultat net du premier trimestre 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 secteur Sables pétrolifères a contribué à hauteur de 411 M\$ au résultat opérationnel, tandis que le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères y a contribué à hauteur de 42 M\$. Le fléchissement du résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères par rapport au premier trimestre de 2012 est principalement attribuable à la baisse des prix moyens obtenus et à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par l'accroissement des volumes de production et la diminution des charges liées aux redevances. Le fléchissement du résultat opérationnel du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères est principalement attribuable à la baisse de la production de Syncrude qui a résulté des travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés à l'égard des installations de valorisation et d'exploitation minière.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 848 M\$ au premier trimestre de 2013, en comparaison de 1,118 G\$ au premier trimestre de 2012. Cette baisse tient principalement aux mêmes facteurs qui ont entraîné le recul du résultat opérationnel, de même qu'à la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur, qui a entraîné une charge de 93 M\$. En plus de comptabiliser cette charge, Suncor a acquis la quote-part de Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P ») des coûts estimatifs de 90 M\$ devant découler de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur, portant ainsi à 183 M\$ le total des décaissements attendus.

Résultat opérationnel

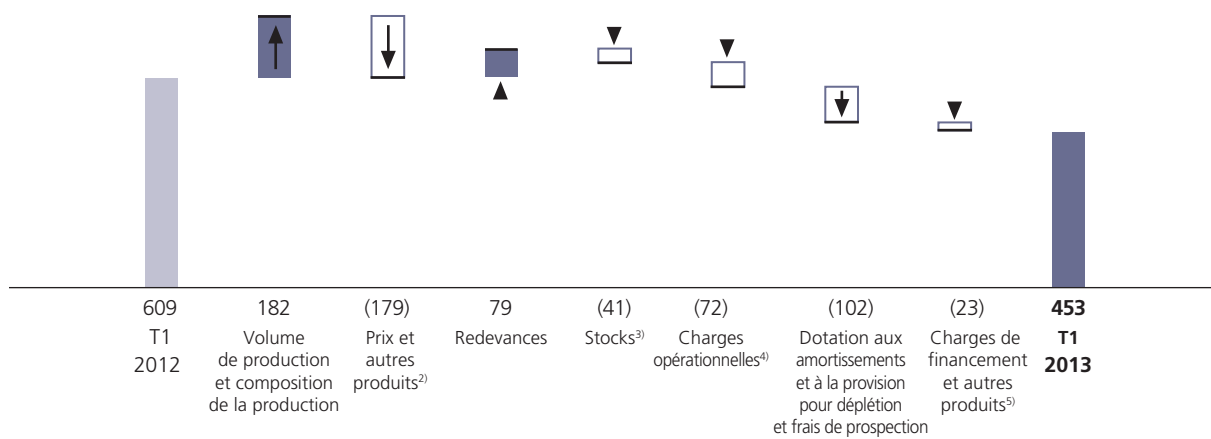
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2013	31 mars 2012
Résultat net présenté	326	609
Incidence nette de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur	127	—
Résultat opérationnel ¹⁾	453	609

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 opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)



- 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.
- 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.
- 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.
- 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).
- 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)	2013	Trimestres clos les 31 mars 2012
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	308,6	273,1
Bitume non valorisé	49,2	32,6
Sables pétrolifères	357,8	305,7
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	31,2	35,4
Total	389,0	341,1

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

	2013	Trimestres clos les 31 mars 2012
Sables pétrolifères – Activités de base		
Production de bitume (kb/j)	278,9	262,5
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	430,6	412,3
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,65	0,64
Production <i>in situ</i> (kb/j)		
Production de bitume – Firebag (kb/j)	137,0	83,6
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	28,5	31,0
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	165,5	114,6
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	3,4	3,7
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,5	2,3

La production du secteur Sables pétrolifères a atteint le volume record de 357 800 b/j, contre 305 700 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte de l'accroissement soutenu de la production à Firebag et de la fiabilité accrue des installations de valorisation comparativement au premier trimestre de 2012, au cours duquel une interruption non planifiée de l'usine de valorisation 2 avait eu lieu. L'usine de valorisation 2 a enregistré une production record au premier trimestre de 2013, ce qui est tombé à point vu la faiblesse des prix de vente obtenus durant le trimestre pour la production de bitume non valorisé et la diminution de la production de l'usine de valorisation 1 à l'approche de la fin de son cycle de révision de cinq ans.

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 278 900 b/j au premier trimestre de 2013, en comparaison de 262 500 b/j au premier trimestre de 2012. La quantité de minerai extraite durant le premier trimestre de 2013 a été plus importante qu'au premier trimestre de 2012, en dépit de certaines défaillances d'ordre mécanique survenues dans le processus d'extraction au cours du trimestre écoulé. La Société s'attend à ce que tout rentre dans l'ordre à la suite des travaux de maintenance planifiés qui seront effectués au deuxième trimestre de 2013.

La production de bitume issue des activités *in situ* a augmenté pour s'établir à 165 500 b/j au premier trimestre de 2013, en comparaison de 114 600 b/j au premier trimestre de 2012. La production de Firebag a atteint 137 000 b/j au premier trimestre de 2013, en hausse de 64 % par rapport à celle du trimestre correspondant de 2012, en raison de l'accroissement continu de la production et de la capacité de traitement supplémentaire provenant des installations de

traitement centralisé de la quatrième phase. La Société s'attend à ce que la production de bitume de Firebag atteigne la capacité nominale d'environ 180 000 b/j d'ici le début de 2014. La production de MacKay River a fléchi légèrement pour s'établir à 28 500 b/j au premier trimestre de 2013, en comparaison de 31 000 b/j au premier trimestre de 2012, en raison d'arrêts non planifiés survenus aux installations de cogénération d'un tiers au cours du trimestre.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 31 200 b/j, en baisse par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui s'était établie à 35 400 b/j. La baisse de la production de Syncrude enregistrée pour le trimestre est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés et non planifiés qui ont été exécutés à l'égard des installations de valorisation et d'exploitation minière. Les problèmes d'ordre opérationnel rencontrés ont été réglés avant la fin du trimestre.

Volume des ventes et composition des ventes

(kb/j)	Trimestre clos le 31 mars	
	2013	2012
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	112,7	89,5
Diesel	9,0	32,8
Pétrole brut synthétique sulfureux	190,6	183,0
Produits valorisés	312,3	305,3
Bitume non valorisé	47,1	27,5
Total	359,4	332,8

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 359 400 b/j au premier trimestre de 2013, en hausse par rapport à celui de 332 800 b/j enregistré au premier trimestre de 2012, en raison d'une augmentation du volume total de production. La composition des ventes de pétrole brut synthétique reflète les répercussions des travaux de maintenance non planifiés qui ont été exécutés à l'égard d'une unité d'hydrotraitement du diesel et qui ont entraîné une baisse du volume de production de diesel au premier trimestre de 2013. Le bon fonctionnement de cette unité d'hydrotraitement a été rétabli vers la fin du premier trimestre de 2013. De plus, les ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent les répercussions d'une accumulation des stocks de pétrole brut synthétique peu sulfureux en prévision des travaux de maintenance planifiés et des travaux de révision devant être exécutés à l'usine de valorisation 1.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	97,70	105,74
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	68,52	82,35
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	78,41	90,95
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(16,80)	(12,12)
Coentreprises des Sables pétrolifères		
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	95,51	98,82
Syncrude, par rapport au WTI	0,30	(4,25)

Le prix moyen obtenu pour les ventes de la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 78,41 \$/b au premier trimestre de 2013, en comparaison de 90,95 \$/b au premier trimestre de 2012, en raison de la baisse du prix du WTI, de l'écart de prix non favorable entre le pétrole léger et le pétrole lourd et de la hausse des ventes de bitume. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux a diminué, en raison surtout de la baisse du prix du WTI, légèrement compensée par la prime d'environ 1 \$/b réalisée pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux par rapport au WTI, en comparaison d'un escompte d'environ 3 \$/b au premier trimestre de 2012. Le prix de vente moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique sulfureux a également fléchi au premier trimestre, en raison de la diminution du prix du WTI, partiellement contrebalancée par la hausse de la demande pour ce produit. Le prix moyen obtenu pour le bitume a diminué considérablement par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation de l'escompte pour le WCS par rapport au WTI attribuable à la plus faible demande de bitume et à la capacité de transport restreinte.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées au premier trimestre de 2013 qu'au premier trimestre de 2012. Cette diminution découle essentiellement de la baisse 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, contrebalancée par l'accroissement de la production et par la diminution des dépenses en immobilisations admissibles engagées au premier trimestre de 2013.

Stocks

Les stocks se sont accrus au premier trimestre de 2013 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait de l'important volume de stocks de pétrole brut synthétique peu sulfureux constitués en prévision de la révision de l'usine de valorisation 1. En comparaison, une importante réduction des stocks avait été enregistrée au premier trimestre de 2012. Les stocks de pétrole brut synthétique peu sulfureux serviront à combler les besoins en diluants et à remplir les engagements de vente durant l'exécution des travaux de maintenance planifiés prévus pour le deuxième trimestre de 2013.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été plus élevées au premier trimestre de 2013 qu'au premier trimestre de 2012, en raison de la hausse des charges opérationnelles décaissées (voir ci-après), partiellement contrebalancée par la baisse des coûts non liés à la production par suite de la diminution de 44 M\$ de la charge de rémunération fondée sur des actions et de la baisse des coûts de mise en veilleuse au premier trimestre de 2013.

De plus, les charges opérationnelles de Syncrude ont été plus élevées au premier trimestre de 2013 qu'au premier trimestre de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance et de la hausse des prix du gaz naturel.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été plus élevés au premier trimestre de 2013 qu'au premier 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 premier trimestre de 2012, notamment dans le cadre de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, du projet d'infrastructure TROM^C, du projet de l'usine Millennium Naphtha Unit et du projet de prolongement nord de la mine Steepbank, ainsi que par la portée nettement plus étendue du programme de forage hivernal réalisé jusqu'à présent en 2013.

Rapprochement des charges opérationnelles décaissées ¹⁾

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)	Trimestres clos les	
	2013	31 mars 2012
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 397	1 515
Charges opérationnelles, frais de vente et frais liés à Syncrude	(125)	(111)
Coûts non liés à la production ²⁾	(74)	(121)
Autres ³⁾	(78)	(227)
Charges opérationnelles décaissées	1 120	1 056
Charges opérationnelles décaissées (\$/b)	34,80	38,10

- 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.

Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères ont augmenté légèrement pour s'établir à 1,120 G\$ au premier trimestre de 2013, en comparaison de 1,056 G\$ au premier trimestre de 2012. Cette augmentation des charges opérationnelles décaissées est attribuable aux coûts supplémentaires qui ont découlé de la hausse de la production à Firebag, de l'intensification des activités qui a résulté de la récente mise en service de nouveaux actifs, de la montée des prix de l'énergie observée au premier trimestre de 2013 et de l'accroissement du volume de travaux de maintenance non planifiés qui ont été effectués, principalement à l'égard des installations d'exploitation minière et d'extraction. Ces facteurs ont toutefois été partiellement compensés par l'incidence favorable de la croissance des ventes d'électricité. Par baril, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir en moyenne à 34,80 \$/b au premier trimestre de 2013, contre 38,10 \$/b au premier trimestre de 2012, en raison d'une hausse des volumes de production.

Travaux de maintenance planifiés

Vers la fin du mois de mars, la Société a entrepris la rénovation de l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1, laquelle devrait donc être hors service pendant environ 14 semaines. Après la clôture du trimestre, la Société a entrepris une révision d'une durée de sept semaines à son usine de valorisation 1. La Société profitera de cette période d'arrêt de l'usine de valorisation 1 pour procéder à des travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine d'extraction de Steepbank et sur l'une des installations de traitement centralisé de Firebag.

Des travaux de maintenance planifiés visant les installations de l'usine de valorisation 2 devraient également être menés au troisième trimestre de 2013. Ces travaux devraient s'échelonner sur quatre semaines.

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

Projet de l'usine de valorisation Voyager

Au cours du premier trimestre de 2013, Suncor a annoncé la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyager. Cette décision a été prise à la lumière d'un examen des paramètres stratégiques et économiques du projet entrepris 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 afin de soutenir les activités en pleine expansion de son secteur Sables pétrolifères et de la composante médiane de son modèle d'affaires intégré. La valeur comptable nette de ces actifs était d'environ 800 M\$ au 31 mars 2013.

En conséquence, 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.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2013	31 mars 2012
Produits bruts	1 772	1 962
Moins les redevances	(314)	(478)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	1 458	1 484
Résultat net	354	332
Résultat opérationnel ¹⁾		
Côte Est du Canada	131	164
International	197	195
Amérique du Nord (activités terrestres)	26	(27)
	354	332
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	690	677

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 et un résultat opérationnel de 354 M\$ pour le premier trimestre de 2013, en comparaison de 332 M\$ pour le premier trimestre de 2012. Le secteur Côte Est du Canada a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 131 M\$, en baisse en raison principalement du fléchissement des volumes de production et du recul du prix de vente moyen obtenu. Le résultat net et le résultat opérationnel du secteur International, qui se sont tous deux établis à 197 M\$, reflètent l'augmentation des ventes en Libye, contrebalancée par une diminution des prix de vente obtenus. Le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel de 26 M\$, en hausse par rapport à la perte de 27 M\$ inscrite au titre du résultat net et du résultat opérationnel au premier trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par la hausse du prix moyen obtenu pour le gaz naturel, par la diminution du montant inscrit au titre de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion 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 depuis le 1^{er} février 2013, ainsi que par le profit après impôt qui a résulté d'une modification de l'estimation de la provision liée aux engagements relatifs à la capacité pipelinière. L'incidence de ces facteurs a toutefois été atténuée par la baisse des volumes de production enregistrée pour le trimestre.

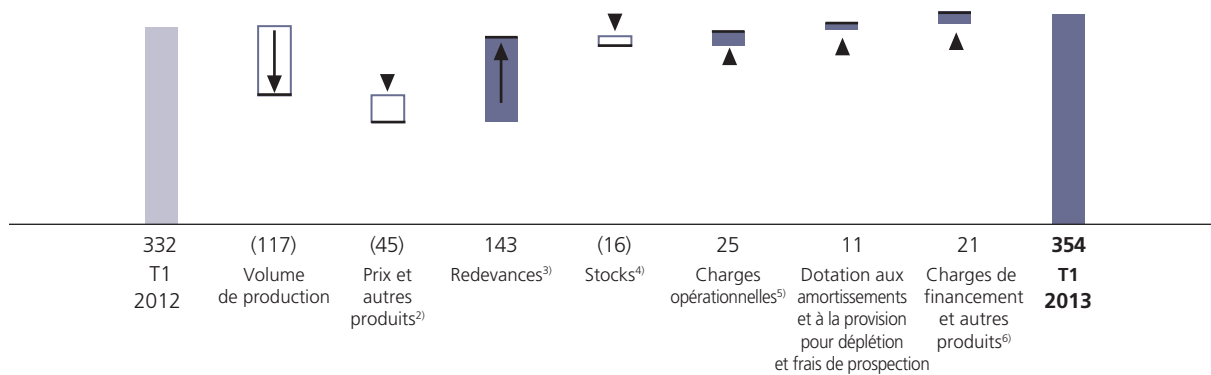
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 690 M\$ au premier trimestre de 2013, en comparaison de 677 M\$ au premier trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par la hausse du prix moyen obtenu pour la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et par l'augmentation des ventes en Libye.

Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par la baisse des volumes de production des secteurs Côte Est du Canada et Amérique du Nord (activités terrestres) et par la diminution du prix moyen obtenu pour le pétrole brut.

Résultat opérationnel

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel¹⁾

(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 31 mars	
	2013	2012
Volumes de production (kbep/j)	207,1	221,2
Côte Est du Canada (kb/j)	58,4	65,3
International (kbep/j)	97,2	96,2
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi ³ e/j)	309	358
Composition (liquides/gaz) (%)	78/22	75/25
Côte Est du Canada	100/0	100/0
International	99/1	99/1
Amérique du Nord (activités terrestres)	15/85	10/90

La production du secteur Côte Est du Canada s'est établie en moyenne à 58 400 b/j au premier trimestre de 2013, contre 65 300 b/j au premier trimestre de 2012.

- La production de Terra Nova s'est établie en moyenne à 14 200 b/j au premier trimestre de 2013, en baisse comparativement à celle de 19 600 b/j enregistrée au premier trimestre de 2012. Ce fléchissement de la production s'explique par les travaux de maintenance qui ont été effectués au cours du trimestre pour remédier aux problèmes liés aux conduites de deux des trois centres de forage qui étaient survenus après la fin du programme de maintenance à quai de 2012. La Société a rebranché les conduites de tous les centres de forage qu'il restait à reconnecter au cours du premier trimestre de 2013.
- La production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 27 800 b/j au premier trimestre de 2013, en légère baisse par rapport à celle de 28 700 b/j enregistrée pour le premier trimestre de 2012.
- La production de White Rose s'est établie en moyenne à 16 400 b/j au premier trimestre de 2013, en légère baisse par rapport à celle de 17 000 b/j enregistrée pour le premier trimestre de 2012.

La production du secteur International s'est établie en moyenne à 97 200 bep/j au premier trimestre de 2013, en comparaison de 96 200 bep/j au premier trimestre de 2012.

- Pour le premier trimestre de 2013, la production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 41 900 b/j, en hausse comparativement à celle de 39 200 b/j enregistrée pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production avait été moins élevée au premier trimestre de 2012, du fait que la cadence de production avait repris progressivement durant ce trimestre après la fermeture des puits qui s'était amorcée en mars 2011 en raison de l'agitation politique dans le pays.
- La production provenant de Buzzard s'est établie en moyenne à 55 300 bep/j au premier trimestre de 2013, en baisse comparativement à celle de 57 000 bep/j enregistrée pour le même trimestre en 2012, en raison des travaux de maintenance planifiés exécutés au cours du premier trimestre de 2013.

La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est établie en moyenne à 309 Mpi³e/j au premier trimestre de 2013, en comparaison de 358 Mpi³e/j au premier trimestre de 2012.

- La production du premier trimestre de 2012 comprenait un volume supplémentaire d'environ 27 Mpi³e/j provenant de puits situés dans des champs du sud-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique qui ont par la suite 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.
- La production provenant des autres biens de ce secteur a diminué d'environ 22 Mpi³e/j en raison surtout de la déplétion naturelle.

Prix obtenus

	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances		
Exploration et production	90,67	91,94
Côte Est du Canada (\$/b)	112,57	122,31
International (\$/bep)	110,69	114,54
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi ³ e)	4,66	3,71

Au premier 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 premier 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, partiellement contrebalancées par la baisse des prix des liquides de gaz naturel et du pétrole brut.

Redevances

Les redevances du secteur Exploration et production ont été moins élevées au premier trimestre de 2013 qu'au premier trimestre de 2012, ce qui s'explique par la diminution des redevances en Libye, 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, ainsi que par le fléchissement de la production provenant de la Côte Est.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été moins élevées au premier trimestre de 2013 qu'au premier trimestre de 2012, ce qui s'explique surtout par les charges liées à l'incident survenu au puits Altares et par les coûts relatifs à la Syrie engagés au cours du premier trimestre de 2012.

Les stocks ont eu une incidence défavorable au premier trimestre de 2013, du fait principalement de l'accumulation de stocks de pétrole brut à White Rose attribuable au moment de l'arrivée des pétroliers-navettes.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont diminué au premier trimestre de 2013 par rapport à la même période en 2012. Cette baisse s'explique principalement par la diminution du montant inscrit au titre de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion pour le 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 depuis le 1^{er} février 2013, de même que par le fléchissement de la production provenant de la Côte Est. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les charges de 33 M\$ (15 M\$ après impôt) comptabilisées au premier trimestre de 2013 au titre de puits de prospection non exploités, notamment le puits d'exploration Romeo, au Royaume-Uni.

Les charges de financement et les autres produits ont varié favorablement par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la comptabilisation d'un profit découlant d'une modification de l'estimation de la provision liée aux engagements futurs relatifs à la capacité pipelinrière inutilisée du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance périodiques annuels planifiés à Terra Nova, à White Rose et à Buzzard au troisième trimestre de 2013. Les répercussions de ces travaux de maintenance sur la production ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2013.

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 1^{er} 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, notamment aux termes de la *Loi sur l'investissement Canada* et de la *Loi sur la concurrence*. Au premier trimestre de 2013, les actifs visés par la vente ont généré une production de 45 200 bep/j, qui se composait à 90 % de gaz naturel, et ont dégagé un résultat net et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles s'élevant respectivement à environ 15 M\$ et 34 M\$. La vente exclut la majorité des biens gaziers non conventionnels situés dans la région de Montney, en Colombie-Britannique, de même que les 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, Suncor a mené à bien le processus de négociation qu'elle avait amorcée avec la société pétrolière nationale de la Lybie relativement à ses engagements de prospection aux termes des contrats d'exploration et de partage de la production. 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. Le programme de forage de prospection de 2013 est actuellement en cours et les travaux de forage ont repris à un puits d'exploration au cours du premier trimestre de 2013.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Produits opérationnels	6 581	6 386
Résultat net	782	476
Résultat opérationnel ¹⁾		
Activités de raffinage et d'approvisionnement	713	398
Activités de commercialisation	69	78
	782	476
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	1 067	730

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 premier trimestre de 2013, le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un résultat net et un résultat opérationnel record de 782 M\$, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat opérationnel de 476 M\$ pour le premier trimestre de 2012.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 713 M\$ au résultat opérationnel du premier trimestre de 2013, ce qui représente une hausse de 79 % par rapport à le même période en 2012. Cette hausse tient à la baisse du coût des charges d'alimentation, aux solides marges de craquage de raffinage, à l'augmentation de la production de brut favorisée par la grande fiabilité des installations de raffinage, ainsi qu'à l'incidence de la hausse des prix du pétrole brut au cours du premier trimestre de 2013. L'apport des activités de commercialisation au résultat

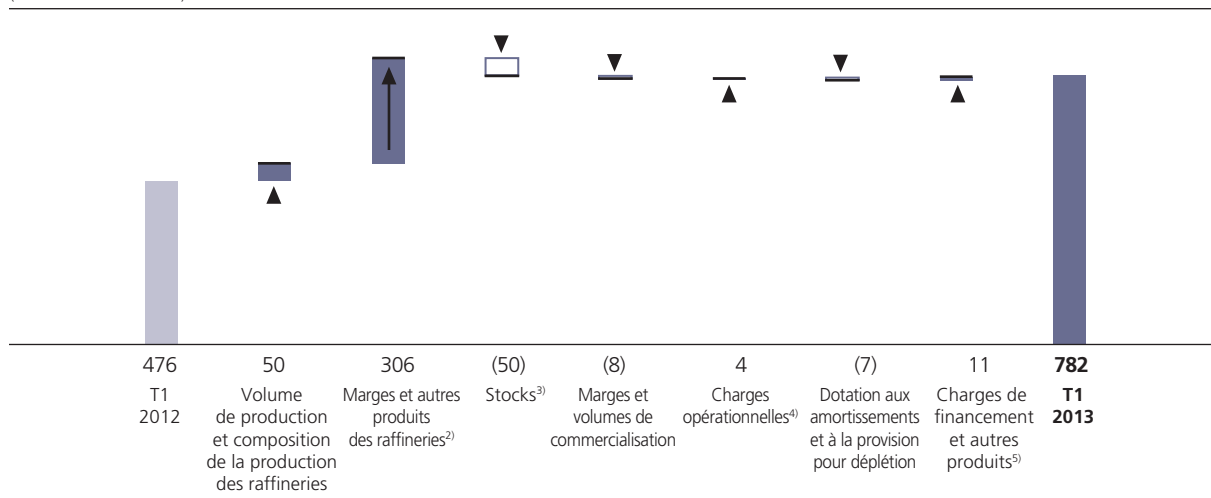
opérationnel s'est chiffré à 69 M\$ au premier trimestre de 2013, en baisse par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, en raison principalement du fléchissement des marges dégagées sur les ventes en gros.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté pour atteindre 1,067 G\$ au premier trimestre de 2013, contre 730 M\$ au premier trimestre de 2012. Cette hausse est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Résultat opérationnel

Analyse de rapprochement du résultat opérationnel¹⁾

(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 31 mars	
	2013	2012
Pétrole brut traité (kb/j)		
Est de l'Amérique du Nord	205,7	190,8
Ouest de l'Amérique du Nord	237,3	229,0
Total	443,0	419,8
Taux d'utilisation des raffineries ^{1), 2)} (%)		
Est de l'Amérique du Nord	93	86
Ouest de l'Amérique du Nord	100	98
Total	96	92
Ventes de produits raffinés (en milliers de m ³ /j)		
Essence	39,4	38,6
Distillat	34,1	29,6
Autres	12,7	11,9
Total	86,2	80,1

1) En date du 1^{er} 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.

La capacité de traitement du brut des raffineries est demeurée élevée tout au long du premier trimestre de 2013, le taux d'utilisation moyen des raffineries s'établissant à 96 % pour le premier trimestre de 2013, en comparaison de 92 % pour le premier trimestre de 2012, ce qui témoigne des efforts soutenus déployés par la société pour accroître la fiabilité opérationnelle. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord et de l'Ouest de l'Amérique du Nord a augmenté pour atteindre respectivement 205 700 b/j et 237 300 b/j, grâce à l'amélioration de la fiabilité de l'ensemble des installations enregistrée au premier trimestre de 2013, contrebalancée dans une faible mesure par l'incidence des travaux de maintenance planifiés effectués à la raffinerie de Commerce City au premier trimestre de 2013. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait les répercussions d'une interruption survenue à l'une des tours de distillation du brut de la raffinerie de Sarnia, de même que l'incidence d'une baisse de la production de la raffinerie de Montréal attribuable au fléchissement de la demande.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont augmenté pour se chiffrer à 86 200 m³/j au premier trimestre de 2013, en comparaison de 80 100 m³/j au premier trimestre de 2012. Cette hausse s'explique par l'accroissement de la production et le raffermissement de la demande d'essence et de distillat enregistrés au premier trimestre de 2013.

Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les marges des produits raffinés ont été plus élevées en 2013 qu'en 2012, ce qui rend compte de l'accroissement des marges de craquage, de la diminution du coût des charges d'alimentation et de l'incidence, sur la valeur des stocks, de la hausse généralisée des prix du brut observée au cours du trimestre.

- Le coût des charges d'alimentation en pétrole brut canadien a été moins élevé au premier trimestre de 2013 qu'au premier trimestre de 2012, en raison principalement de la baisse des prix de référence du WTI et du Brent et de l'élargissement de l'écart entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd. En conséquence, le coût des

charges d'alimentation a diminué pour le pétrole brut synthétique et le bitume, mais cette diminution a été partiellement contrebalancée par les prix du pétrole brut synthétique peu sulfureux, lequel s'est vendu en moyenne à prime par rapport au WTI, tandis qu'il s'était vendu à escompte par rapport au WTI au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

- La hausse du prix du pétrole brut au premier trimestre de 2013 a entraîné une augmentation du résultat après impôt d'environ 117 M\$, tandis que la hausse du prix du pétrole brut en 2012 avait donné lieu à une augmentation du résultat après impôt d'environ 7 M\$.

En ce qui concerne les activités de commercialisation, les marges plus faibles dégagées sur les ventes en gros ont été partiellement compensées par l'augmentation des volumes vendus par l'intermédiaire des réseaux de vente au détail et de vente en gros qui a résulté de la hausse de la demande enregistrée dans l'Ouest canadien au premier trimestre de 2013.

Stocks

Les stocks de produits raffinés ont été augmentés au premier trimestre de 2013 en prévision des travaux de maintenance planifiés devant être effectués à la raffinerie d'Edmonton au deuxième trimestre de 2013. En comparaison, les stocks avaient été réduits au premier trimestre de 2012.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été moins élevées au premier trimestre de 2013 qu'au premier trimestre de 2012, en raison principalement de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, partiellement contrebalancée par l'augmentation des coûts qui a découlé de l'accroissement de la production et de la hausse des prix de l'énergie. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au premier trimestre de 2013 en raison de l'accroissement de la valeur des actifs.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie d'Edmonton, soit des travaux d'une durée estimative de cinq semaines visant le train de pétrole brut lourd sulfureux au deuxième trimestre de 2013, lesquels seront exécutés parallèlement aux travaux de maintenance planifiés du secteur Sables pétrolifères, ainsi que des travaux d'une durée estimative de deux semaines visant l'unité de traitement du brut synthétique peu sulfureux au troisième trimestre de 2013. Des travaux de maintenance d'une durée de six semaines devraient aussi 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.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2013	31 mars 2012
Résultat net	(368)	29
Résultat opérationnel ¹⁾		
Énergie renouvelable	12	15
Négociation de l'énergie	78	52
Siège social	(243)	(148)
Éliminations	(69)	(18)
	(222)	(99)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	(321)	(110)

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 368 M\$ pour le premier trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat net de 29 M\$ pour le premier trimestre de 2012. Au cours du premier trimestre de 2013, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à une perte de change latent après impôt de 146 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains. Au cours du premier trimestre de 2012, le dollar canadien s'était raffermi par rapport au dollar américain, ce qui avait donné lieu à un profit de change latent après impôt de 128 M\$ sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

Résultat opérationnel

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 222 M\$ pour le premier trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 99 M\$ pour le premier trimestre de 2012.

Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2013	31 mars 2012
Résultat net	(368)	29
Perte (profit) de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	146	(128)
Résultat opérationnel ¹⁾	(222)	(99)

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	
	2013	31 mars 2012
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	127	141
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	108,6	106,4

Au premier trimestre de 2013, les actifs liés à l'énergie renouvelable de Suncor ont contribué à hauteur de 12 M\$ au résultat opérationnel, tandis qu'ils y avaient contribué à hauteur de 15 M\$ au premier trimestre de 2012. Cette diminution tient à la baisse du volume d'énergie commercialisée et à la diminution du prix moyen de l'électricité. Le volume de production d'éthanol et le prix de vente obtenu se sont accrus au premier trimestre de 2013, mais cette augmentation a été neutralisée par la hausse du coût des charges d'alimentation.

Négociation de l'énergie

Au premier trimestre de 2013, les activités liées à la négociation de l'énergie ont contribué à hauteur de 78 M\$ au résultat opérationnel, tandis qu'elles y avaient contribué à hauteur de 52 M\$ au premier trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse tient principalement à l'augmentation des profits qui a découlé des stratégies de négociation du pétrole brut de la Société, lesquelles visent à acheter et à vendre du pétrole brut lourd de manière à tirer profit de l'écart de prix entre l'Alberta et les marchés où il se négocie à des prix plus avantageux.

Siège social

Le siège social a inscrit un résultat opérationnel correspondant à une perte de 243 M\$ pour le premier trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat opérationnel correspondant à une perte de 148 M\$ pour le premier trimestre de 2012. Ce recul est principalement attribuable 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, contrebalancées par la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions. Au premier trimestre de 2013, la Société a incorporé une tranche de 96 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 158 M\$ au premier trimestre de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique par l'achèvement de projets majeurs après la clôture du premier trimestre de 2012.

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 la Société établit que les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au premier trimestre de 2013, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 69 M\$.

6. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2013	31 mars 2012
Sables pétrolifères	1 036	1 177
Exploration et production	360	206
Raffinage et commercialisation	78	89
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	11	6
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 485	1 478
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	96	158
	1 389	1 320

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2013		
	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	589	367	956
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	265	18	283
<i>In situ</i>	243	88	331
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	81	261	342
Exploration et production	57	289	346
Raffinage et commercialisation	74	3	77
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	10	—	10
	730	659	1 389

- 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 premier trimestre de 2013, Suncor a affecté un montant de 1,389 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection (compte non tenu des intérêts capitalisés). Les activités menées au cours du premier 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 283 M\$ au premier trimestre de 2013, dont 265 M\$ et 18 M\$ en dépenses en immobilisations de maintien et

en dépenses en immobilisations de croissance, respectivement. Les dépenses en immobilisations ont été affectées principalement aux mesures entreprises pour assurer la fiabilité et le bon maintien des actifs du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, notamment la construction des actifs destinés à soutenir les travaux en cours liés au procédé de gestion des résidus TRO^{MC}, les activités visant à réduire l'utilisation d'eau douce, y compris l'aménagement d'une usine de traitement de l'eau, et les premières dépenses engagées pour les travaux de maintenance planifiés et les travaux de révision portant sur l'usine de valorisation 1. En outre, la construction des deux derniers réservoirs de stockage sur les quatre qui devaient être érigés à Hardisty, en Alberta, tirait à sa fin vers la clôture du trimestre, leur mise en service étant prévue pour le deuxième trimestre de 2013.

Activités in situ

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 331 M\$. De ce montant, 88 M\$ ont été affectés à des projets de croissance. Les travaux de construction mineurs liés à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag se sont poursuivis, notamment à l'égard de l'unité de stripage des diluants et du pipeline isolé qui permettra d'acheminer le bitume de Firebag jusqu'au terminal d'Athabasca de Suncor sans qu'il soit nécessaire d'ajouter un diluant. Ces actifs devraient être mis en service au deuxième trimestre de 2013. La Société a commencé à mettre en place l'infrastructure pipelinière visant à permettre le transport d'un volume accru de bitume depuis Firebag jusqu'au terminal d'Athabasca de Suncor, où des réservoirs supplémentaires ont aussi été érigés. La Société s'attend à conclure un nouveau contrat de location simple à cet égard au cours du deuxième trimestre de 2013.

Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent également les dépenses liées au programme de forage hivernal de même que celles liées au projet de désengorgement mis en œuvre aux installations de MacKay River dans le but d'accroître la capacité de production au deuxième semestre de 2014 et de porter la capacité totale à 38 000 b/j d'ici 2015.

Les dépenses en immobilisations de maintien ont totalisé 243 M\$ et ont été affectées principalement aux activités de conception et de construction relatives aux nouvelles plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels au cours des années à venir, ainsi qu'aux programmes de forage intercalaire à Firebag qui devraient optimiser la production tirée des réservoirs visés.

Coentreprise des Sables pétrolifères

En plus des dépenses en immobilisations indiquées dans le tableau présenté ci-dessus, la Société a versé une contrepartie de 515 M\$ pour acquérir la participation de Total E&P dans VULP et ainsi obtenir le contrôle exclusif des actifs du partenariat. Cette acquisition a été réalisée à la suite de la décision de la Société de suspendre le projet de l'usine de valorisation Voyageur. Les actifs acquis 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 afin de soutenir les activités en pleine expansion de son secteur Sables pétrolifères et de la composante médiane de son modèle d'affaires intégré. La valeur comptable nette de ces actifs s'élevait à environ 800 M\$ au 31 mars 2013.

Les dépenses en immobilisations de croissance du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 261 M\$. Suncor continue de collaborer étroitement avec ses partenaires afin de faire progresser les projets d'exploitation minière Fort Hills et Joslyn. Les dépenses relatives au projet d'exploitation minière Fort Hills ont porté principalement sur les travaux de conception, la préparation du site et l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison. La Société espère faire progresser suffisamment les travaux pour que la décision relative à l'autorisation des dépenses liées au projet soit rendue au cours du deuxième semestre de 2013. En ce qui concerne les dépenses relatives au projet d'exploitation minière Joslyn, elles ont été affectées principalement aux travaux de conception et à la préparation du site minier. 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 quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 81 M\$, ce qui comprend les dépenses liées au remplacement du train minier de la mine Mildred Lake et au déplacement de l'équipement de la mine Aurora.

Exploration et production

Les dépenses en immobilisations du secteur Exploration et production ont été consacrées principalement aux activités menées pour assurer la croissance à long terme, notamment les travaux de mise en valeur liés à la zone Golden Eagle et au projet Hebron, les travaux liés à plusieurs projets d'extension de zones actuellement exploitées, dont Hibernia, White Rose et Wilson Creek, et les travaux continus de forage de prospection et de développement.

Des dépenses en immobilisations de croissance et des frais de prospection totalisant 289 M\$ ont été engagés pour faire avancer d'importants projets, notamment 49 M\$ relativement au projet Golden Eagle, où des installations de surface et un treillis pour la plateforme d'exploitation sont en cours de construction. 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 aussi compris un montant de 84 M\$ affecté à l'élaboration des plans d'ingénierie détaillés et aux premiers travaux de construction de la plateforme gravitaire, la première extraction de pétrole devant avoir lieu 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, et les plans de développement futur des zones sont actuellement en cours d'élaboration.

Les activités de prospection menées au Royaume-Uni ont porté notamment sur la complétion du puits Romeo et le forage du puits Scotney. Suncor a comptabilisé une charge de 27 M\$ (10 M\$ après impôt) au titre du puits d'exploration Romeo, du fait que la quantité d'hydrocarbures qui y a été trouvée n'a pas été jugée suffisante pour justifier la mise en exploitation du puits. Après la clôture du premier trimestre de 2013, il a été déterminé que le puits Scotney était improductif. La Société se prépare à procéder aux levés sismiques portant sur le gisement Beta, en Norvège, et a redémarré le forage d'un puits d'exploration situé en Libye à la fin du premier trimestre de 2013.

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

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation continue d'axer ses dépenses en immobilisations sur le rehaussement de la fiabilité, en procédant à des travaux de maintenance planifiés et en concentrant ses efforts sur l'intégration avec le secteur Sables pétrolifères de la Société. Au cours du premier trimestre de 2013, le secteur Raffinage et commercialisation a affecté des dépenses en immobilisations de 77 M\$ aux travaux de maintenance planifiés et aux remplacements d'actifs périodiques, de même qu'aux premiers travaux d'ingénierie et de conception d'installations en vue de 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 ont débuté au premier 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 31 mars	2013	2012
Rendement du capital investi (en pourcentage) ¹⁾		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	7,1	14,7
Compte tenu des projets majeurs en cours	5,7	11,0
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⁾	7,2	11,1
Base des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ^{2),4)}	17,2	16,6

- 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.

Sources de financement

Les sources de financement 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 sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2013, qui s'élèvent à 7,3 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, 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 suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

Au premier trimestre de 2013, la trésorerie et les équivalents ont augmenté pour s'établir à 4,591 G\$, en comparaison de 4,385 G\$ au 31 décembre 2012, ce qui s'explique principalement par les importants flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qui ont été générés, lesquels ont dépassé les dépenses en immobilisations, partiellement contrebalancés 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 totalisant 405 M\$. Pour la période de 12 mois close le 31 mars 2013, le ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles s'est établi à 0,7 fois, ce qui est conforme à l'objectif de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 2,0 fois. Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient environ 4,259 G\$ au 31 mars 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 31 mars 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)	31 mars 2013	31 décembre 2012
Dette à court terme	965	775
Tranche courante de la dette à long terme	332	311
Dette à long terme	10 080	9 938
Dette totale	11 377	11 024
Moins la trésorerie et ses équivalents	4 591	4 385
Dette nette	6 786	6 639
Capitaux propres	39 796	39 215
Dette totale majorée des capitaux propres	51 173	50 239
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en %)	22	22

Évolution de la dette nette

Trimestre clos le 31 mars 2013 (en millions de dollars)

Dette nette au 31 décembre 2012	6 639
Augmentation de la dette nette	147
Dette nette au 31 mars 2013	6 786
Augmentation de la dette nette	
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 284
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres placements	(1 489)
Acquisition	(515)
Produit des cessions, déduction faite des frais d'acquisition	4
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(156)
Rachat d'actions ordinaires	(405)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et autres	288
Incidence du change sur la trésorerie, la dette à long terme et d'autres soldes	(158)
	(147)

Au 31 mars 2013, la dette nette de Suncor s'établissait à 6,786 G\$, en comparaison de 6,639 G\$ au 31 décembre 2012. Au cours du premier trimestre de 2013, la dette nette a augmenté de 147 M\$ en raison de l'acquisition de la participation

de Total E&P dans VULP. Cette augmentation a été contrebalancée 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 de flux de trésorerie de Suncor et à offrir des rendements concurrentiels au moyen de placements dont la qualité et la diversification sont compatibles avec des paramètres de risque acceptables. L'échéance moyenne pondérée maximale du portefeuille de placements à court terme ne doit pas dépasser six mois, et toutes les contreparties aux placements doivent jouir d'une notation élevée. Au 31 mars 2013, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance des placements à court terme du portefeuille était d'environ 40 jours.

Actions ordinaires

Actions en circulation

31 mars 2013 (en milliers)

Actions ordinaires	1 512 343
Options sur actions ordinaires – exerçables et non exerçables	39 018
Options sur actions ordinaires – exerçables	30 533

Au 23 avril 2013, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 509 067 037 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en circulation, exerçables et non exerçables, s'élevait à 69 308 759. 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 des activités par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (l'« offre publique de rachat »), aux termes de laquelle elle est autorisée à racheter des actions ordinaires de Suncor aux fins d'annulation jusqu'à une valeur maximale de 1,0 G\$. L'offre publique de rachat de 2012 a été lancée le 20 septembre 2012 et prendra fin au plus tard le 19 septembre 2013. Dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2012, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 38 392 005 actions ordinaires, ce qui représentait environ 2,5 % des actions ordinaires émises et en circulation au 14 septembre 2012. La Société a par la suite annoncé qu'elle avait conclu, avec un courtier désigné, un plan de rachat prédéterminé permettant le rachat de ses actions ordinaires durant les périodes prévues et non prévues d'interdiction de négociation. Des modifications mineures ont été apportées au plan de rachat prédéterminé au cours du premier trimestre de 2013.

Au cours du premier trimestre de 2013, la Société a racheté un total de 12 839 600 actions dans le cadre de l'offre publique de rachat, au prix moyen de 31,57 \$ chacune, pour un coût total de 405 M\$. Après la clôture du trimestre, la Société a racheté la dernière tranche de 4 888 500 actions qu'elle était autorisée à racheter aux termes de l'offre publique de rachat de 2012, au prix moyen de 29,21 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 143 M\$.

Après la clôture du trimestre, la TSX a approuvé la demande de Suncor visant à modifier son offre publique de rachat, l'autorisant ainsi à racheter, aux fins d'annulation, une tranche supplémentaire d'actions ordinaires d'une valeur d'au plus 2 G\$ entre le 2 mai 2013 et le 19 septembre 2013. Aux termes de la demande relative à cette offre publique de rachat

modifiée, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 92 107 935 actions ordinaires, soit près de 6 % du flottant d'actions ordinaires émises et en circulation au 14 septembre 2012. Le nombre d'actions ordinaires qui seront réellement rachetées aux termes de l'offre publique de rachat modifiée ainsi que le moment de ces rachats seront établis par la Société.

Dans le cadre de la modification de l'offre publique de rachat, la TSX a autorisé la mise en place d'un programme d'émission d'options de vente en faveur d'une institution financière canadienne. Aux termes de ce programme, Suncor est autorisée à émettre des options de vente qui confèrent à l'acheteur, à la date d'expiration des options visées, le droit de vendre à Suncor un nombre établi d'actions ordinaires de Suncor aux fins d'annulation à un prix convenu à la date d'émission des options.

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.

	Trimestre clos le 31 mars 2013	Période de 12 mois close le 31 décembre 2012
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées directement ¹⁾	12 840	46 862
Actions rachetées par suite de l'exercice d'options de vente	—	—
	12 840	46 862
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)		
Coût des rachats	405	1 452
Prime des options reçue	—	(1)
	405	1 451
Prix de rachat moyen pondéré par action, déduction faite de la prime des options (en dollars)	31,57	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. Depuis le 31 décembre 2012, il n'y a pas eu de changement important aux montants présentés dans le tableau résumant les obligations contractuelles, les engagements, les garanties et les arrangements non comptabilisés. 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.

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 à l'égard de plusieurs actifs du secteur Exploration et production au troisième trimestre de 2012 et ceux qui ont été exécutés à l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2011, ainsi que par les interruptions non planifiées, comme celle qui a eu lieu à l'usine de valorisation 2 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)	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	389,0	378,7	378,9	337,8	341,1	356,8	362,5	277,2
Exploration et production	207,1	177,8	156,4	204,6	221,2	219,7	183,5	182,8
	596,1	556,5	535,3	542,4	562,3	576,5	546,0	460,0
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	9 843	9 396	9 488	9 584	9 639	9 906	10 235	9 255
Autres produits	173	92	88	123	116	60	184	77
	10 016	9 488	9 576	9 707	9 755	9 966	10 419	9 332
Résultat net	1 094	(572)	1 544	324	1 446	1 427	1 287	562
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,72	(0,37)	1,01	0,21	0,93	0,91	0,82	0,36
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,71	(0,37)	1,00	0,20	0,92	0,91	0,76	0,31
Résultat opérationnel ¹⁾	1 367	990	1 292	1 249	1 318	1 427	1 789	980
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,90	0,65	0,84	0,80	0,84	0,91	1,14	0,62
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	2 284	2 228	2 743	2 347	2 415	2 650	2 721	1 982
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,50	1,46	1,79	1,51	1,55	1,69	1,73	1,26
RCI ¹⁾ (% , sur 12 mois)	7,1	7,2	12,4	14,2	14,7	13,8	13,4	11,1
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	30,44	32,71	32,34	29,44	32,59	29,38	26,76	37,80
Bourse de New York (\$ US)	30,01	32,98	32,85	28,95	32,70	28,83	25,44	39,10

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)		31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	94,35	88,20	92,20	93,50	102,95	94,05	89,75	102,55
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	112,65	110,10	109,50	108,90	118,35	109,00	113,40	117,30
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	10,60	17,30	11,90	9,85	9,45	5,55	14,80	14,05
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	88,45	84,35	84,70	84,45	92,80	98,20	92,50	103,85
WCS à Hardisty	\$ US/b	62,40	70,05	70,45	70,60	81,50	83,60	72,10	84,90
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	31,95	18,15	21,75	22,90	21,45	10,45	17,65	17,65
Condensat à Edmonton	\$ US/b	107,20	98,10	96,00	99,40	110,00	108,70	101,65	112,40
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,05	3,05	2,20	1,85	2,50	3,40	3,70	3,75
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	31,20	35,95	37,80	31,95	25,80	22,80	36,45	29,25
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	27,10	27,85	35,15	27,85	18,80	19,20	33,30	29,70
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	30,55	29,85	38,15	37,90	27,70	26,45	36,50	29,35
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	28,80	27,35	33,95	29,30	25,45	20,40	33,10	27,30
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00	0,98	1,02	1,03
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,98	1,01	1,02	0,98	1,00	0,98	0,95	1,04

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.

- Le résultat net du deuxième trimestre de 2011 tenait compte de pertes de valeur après impôt de 514 M\$ inscrites à l'égard d'actifs en Libye par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique et aux sanctions internationales. La production a redémarré avec succès dans tous les principaux champs en Libye au premier trimestre de 2012.

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 1^{er} 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 1^{er} 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 clos le 31 mars 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 clos le 31 mars 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 clos le 31 mars 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 31 mars 2012	Exercice clos le 31 décembre 2012
Résultat net avant les modifications comptables	1 457	2 783
Ajustements du résultat net :		
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	(11)	(41)
Résultat net après les modifications comptables	1 446	2 742
Résultat opérationnel avant modifications comptables	1 329	4 890
Ajustements du résultat opérationnel :		
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	(11)	(41)
Résultat opérationnel après les modifications comptables	1 318	4 849
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les modifications comptables	2 426	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)	(10)	(5)
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	(1)	(7)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles après les modifications comptables	2 415	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

Au cours du premier trimestre de 2013, Suncor a 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 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 clos le 31 mars 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. 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

Suncor participe activement aux négociations liées au renouvellement de certaines conventions collectives de ses salariés qui sont membres du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (le « SCEP »). Au 31 mars 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 20 % 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 font actuellement l'objet d'un processus de négociation et arrivent à échéance le 31 décembre 2012 ou le 31 janvier 2013.

- Des conventions concernant environ 80 % des salariés de Suncor membres du SCEP qui prennent part aux activités du secteur Sables pétrolifères ou aux activités liées à Firebag font actuellement l'objet d'un processus de négociation et arrivent à échéance le 1^{er} mai 2013.
- 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 31 mars 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 31 mars 2013, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 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. Les communiqués de presse de Suncor datés du 5 février 2013 et du 29 avril 2013, qui peuvent être consultés sur le site SEDAR à l'adresse www.sedar.com, font 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 1^{er} 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 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2013	2012
Ajustements du résultat net			
Résultat net		2 391	4 722
Ajouter les montants après impôt liés aux éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains		116	195
Charge d'intérêts nette		99	40
	A	2 606	4 957
Capital investi – à l'ouverture de la période de 12 mois			
Dette nette		5 973	7 438
Capitaux propres		39 684	36 400
		45 657	43 838
Capital investi – à la clôture de la période de 12 mois			
Dette nette		6 786	5 973
Capitaux propres		39 796	39 684
		46 582	45 657
Capital moyen investi	B	45 573	45 155
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	5,7	11,0
Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours	C	8 736	11 516
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	7,1	14,7

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 31 mars (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	326	609	354	332	782	476	(368)	29	1 094	1 446
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	545	440	304	360	120	111	30	36	999	947
Impôt sur le résultat différé	113	213	32	(7)	190	150	(78)	(41)	257	315
Augmentation des passifs	27	29	17	16	—	1	4	—	48	46
Profit (perte) de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	168	(146)	168	(146)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	1	(2)	1	(2)	58	(35)	60	(39)
Profit à la cession d'actifs	—	(29)	—	—	—	(2)	—	—	—	(31)
Rémunération fondée sur des actions	(48)	18	(4)	3	(19)	8	(46)	16	(117)	45
Frais de prospection	—	—	37	—	—	—	—	—	37	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(177)	(153)	(8)	(10)	(2)	(3)	—	—	(187)	(166)
Autres	62	(9)	(43)	(15)	(5)	(9)	(89)	31	(75)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	848	1 118	690	677	1 067	730	(321)	(110)	2 284	2 415
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	1 906	(386)	14	(94)	(120)	(193)	(1 510)	745	290	72
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 754	732	704	583	947	537	(1 831)	635	2 574	2 487

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.

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 :

- l'attente de la Société selon laquelle la production de bitume de Firebag atteindra environ 180 000 blj au début de 2014;
- 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 1^{er} 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, notamment aux termes de la Loi sur Investissement Canada et de la Loi sur la concurrence.

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

- l'attente de la Société selon laquelle les défaillances d'ordre mécanique survenues à certaines installations d'extraction seront corrigées dans le cadre des travaux de maintenance planifiés qui seront exécutés au deuxième trimestre de 2013;
- les travaux de maintenance planifiés portant sur l'unité d'hydrogène de l'usine de valorisation 1 qui ont débuté vers la fin du mois de mars 2013 et pour les besoins desquels l'unité d'hydrogène devrait demeurer hors service durant environ 14 semaines;
- les travaux de révision de l'usine de valorisation 1 de la Société qui ont été entrepris après la clôture du premier trimestre de 2013 et qui devraient durer environ sept semaines;
- l'intention de la Société de profiter de la période d'arrêt de l'usine de valorisation 1 pour mener des travaux de maintenance planifiés à l'usine d'extraction de Steepbank et à l'une des installations de traitement centralisé de Firebag;
- l'intention de la Société de mener, au cours du troisième trimestre de 2013, des travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation 2, qui devraient s'échelonner sur quatre semaines;
- l'intention de la Société d'effectuer des travaux de maintenance périodiques annuels à Terra Nova, à White Rose et à Buzzard au troisième trimestre de 2013;

- l'intention de la Société de procéder à des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie d'Edmonton, soit des travaux d'une durée estimative de cinq semaines visant le train de pétrole brut lourd sulfureux au deuxième trimestre de 2013 et des travaux d'une durée estimative de deux semaines visant l'unité de traitement du brut synthétique peu sulfureux au troisième trimestre de 2013;
- l'intention de la Société d'entreprendre, vers la fin du troisième trimestre de 2013, des travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines à l'égard de l'une des unités de traitement du brut de la raffinerie de Sarnia.

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

- 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 deuxième trimestre de 2013;
- Suncor estime qu'au fur et à mesure que sa production en amont s'accroîtra, une plus grande intégration avec l'ensemble de ses activités sera cruciale pour maximiser la rentabilité de cette croissance;
- les plans de dépenses en immobilisations de la Société pour 2013 comprennent des projets visant à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir et à traiter du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres;
- les travaux de construction visant à permettre le transport ferroviaire du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres vers la raffinerie de Montréal seront terminés au quatrième trimestre de 2013;
- le projet de désengorgement mis en œuvre aux installations de MacKay River a pour but d'accroître la capacité de production au deuxième semestre de 2014 et de porter la capacité totale à 38 000 b/j d'ici 2015;
- la Société s'attend à ce qu'une décision concernant l'autorisation des dépenses liées au projet Fort Hills soit rendue au deuxième semestre 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;
- l'ensemble de l'infrastructure de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag sera mise en service au deuxième trimestre de 2013;
- la mise en place d'une infrastructure pipelinère et de réservoirs supplémentaires au terminal d'Athabasca de Suncor devrait permettre le transport d'un volume accru de bitume et donner lieu à la conclusion d'un nouveau contrat de location simple au cours du deuxième trimestre de 2013;
- la conception et la construction de nouvelles plateformes de puits devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels au cours des années à venir et les programmes de forage intercalaire menés à Firebag devraient permettre d'optimiser la production tirée des réservoirs visés;
- 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 :

- l'avis que la Société 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;

- le fait que la direction soit d'avis que Suncor disposera des sources de financement nécessaires pour financer son programme de dépenses en immobilisations d'une valeur de 7,3 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, aux facilités de crédit engagées dont elle dispose ainsi qu'aux émissions de papier commercial et 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;
- 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.

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 31 mars	
	2013	2012
		(retraité – note 3)
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 4)	9 843	9 639
Autres produits (note 5)	173	116
	10 016	9 755
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	4 059	4 000
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	2 271	2 442
Transport	160	156
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	999	947
Prospection	130	45
Profit à la cession d'actifs	—	(31)
Frais de démarrage de projets	1	1
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur (note 12)	176	—
Charges (produits) de financement (note 8)	329	(63)
	8 125	7 497
Résultat avant impôt	1 891	2 258
Impôt sur le résultat		
Exigible	540	497
Différé	257	315
	797	812
Résultat net	1 094	1 446
Autres éléments du résultat global		
Ajustement au titre des écarts de conversion	19	(50)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite d'impôt de 20 \$ (12 \$ en 2012)	57	2
Autres éléments du résultat global	76	(48)
Résultat global	1 170	1 398
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (notes 3 et 9)		
De base	0,72	0,93
Dilué	0,71	0,92
Dividendes en trésorerie	0,13	0,11

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	31 mars 2013	31 décembre 2012	1 ^{er} janvier 2012
		(retraité – note 3)	(retraité – note 3)
Actif			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents	4 591	4 385	3 781
Créances	5 536	5 201	5 383
Stocks	4 037	3 697	4 169
Impôt sur le résultat à recouvrer	824	799	704
Total de l'actif courant	14 988	14 082	14 037
Actifs classés comme détenus en vue de la vente (note 13)	1 640	—	—
Immobilisations corporelles, montant net	54 449	55 434	52 563
Prospection et évaluation	3 281	3 284	4 554
Autres actifs	424	419	413
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 101	3 104	3 114
Actifs d'impôt différé	74	78	60
Total de l'actif	77 957	76 401	74 741
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Dette à court terme	965	775	761
Tranche courante de la dette à long terme	332	311	12
Dettes et charges à payer	7 041	6 446	7 742
Tranche courante des provisions (note 10)	1 246	856	811
Impôt à payer	1 332	1 165	964
Total du passif courant	10 916	9 553	10 290
Passifs classés comme détenus en vue de la vente (note 13)	926	—	—
Dette à long terme	10 080	9 938	10 004
Autres passifs non courants	2 173	2 319	2 402
Provisions (note 10)	3 911	4 932	3 751
Passifs d'impôt différé	10 155	10 444	9 702
Capitaux propres	39 796	39 215	38 592
Total du passif et des capitaux propres	77 957	76 401	74 741

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
		(retraité – note 3)
Activités opérationnelles		
Résultat net	1 094	1 446
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	999	947
Impôt sur le résultat différé	257	315
Charge de désactualisation	48	46
Perte (profit) de change latente sur la dette à long terme libellée en dollars américains	168	(146)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	60	(39)
Profit à la cession d'actifs	—	(31)
Rémunération fondée sur des actions	(117)	45
Prospection	37	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(187)	(166)
Autres	(75)	(2)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	290	72
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 574	2 487
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 485)	(1 478)
Acquisitions	(515)	—
Produit de la cession d'actifs	4	37
Autres placements	(4)	—
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(2)	87
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 002)	(1 354)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	190	(14)
Variation nette de la dette à long terme	(4)	(5)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	41	99
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 7)	(405)	(183)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(197)	(167)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(375)	(270)
Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents	197	863
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	9	(5)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	4 385	3 781
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	4 591	4 639
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	73	64
Impôt sur le résultat payé	557	368

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	—	—	—	—	1 446	1 446	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(50)	—	—	(50)	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	2	2	—
Résultat global	—	—	(50)	—	1 448	1 398	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	145	(31)	—	—	—	114	5 428
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	6	—	—	—	(6)	—	162
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(71)	—	—	—	(112)	(183)	(5 466)
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(44)	—	—	—	(66)	(110)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	40	—	—	—	40	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(167)	(167)	—
31 mars 2012	20 339	554	(257)	14	19 034	39 684	1 558 760
31 décembre 2012	19 945	579	(223)	13	18 901	39 215	1 523 057
Résultat net	—	—	—	—	1 094	1 094	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	19	—	—	19	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	—	—	—	57	57	—
Résultat global	—	—	19	—	1 151	1 170	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	67	(28)	—	—	—	39	2 126
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	7	—	—	—	(7)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 7)	(168)	—	—	—	(237)	(405)	(12 840)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(22)	—	—	—	(25)	(47)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	21	—	—	—	21	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(197)	(197)	—
31 mars 2013	19 829	572	(204)	13	19 586	39 796	1 512 343

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 34, *Information financière intermédiaire* (« IAS 34 »), 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.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 29 avril 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 DE NOUVELLES NORMES ET D'IFRS MODIFIÉES

Incidence de l'application d'IFRS 11

Le 1^{er} 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. Ces partenariats, précédemment comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle, sont maintenant comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation de la mise en équivalence. Cette modification n'a pas d'incidence importante sur les états financiers consolidés, mais entraîne la comptabilisation du montant net des produits et des charges de ces entités au poste « Autres produits » des états consolidés du résultat global, 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 présentée au poste « Autres actifs » des états consolidés de la situation financière.

Incidence de l'application d'IAS 19

La Société a adopté les modifications apportées à IAS 19, *Avantages du personnel*, entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2013. La norme modifiée exige la comptabilisation de la charge d'intérêts sur les obligations nettes non capitalisées, qui est calculée selon les obligations nettes non capitalisées et 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 représentait la différence entre les produits d'intérêts sur les actifs du régime (calculés au moyen du rendement prévu sur les actifs du régime) et la charge d'intérêt sur les obligations du régime (calculées au moyen du taux d'actualisation). La charge nette d'intérêts est maintenant présentée au poste « Charges (produits) de financement » des états consolidés du résultat global. Cette charge était précédemment présentée au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ». De plus, par suite du changement apporté au calcul de la charge d'intérêt, les comptes fiscaux remboursables sont maintenant évalués à la valeur actualisée. Les comptes fiscaux remboursables étaient auparavant assortis d'un taux de rendement de 0 % pour le calcul du rendement des actifs du régime et de la charge d'intérêts. Cela a donné lieu à des ajustements non significatifs des états consolidés de la situation financière présentés 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 global¹⁾ :

(augmentation (diminution) en millions de dollars)	IFRS 11	IAS 19	Trimestre clos le 31 mars 2012 Total
Produits des activités ordinaires et autres produits			
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	(14)	—	(14)
Autres produits	11	—	11
Charges			
Achats de pétrole brut et de produits	4	—	4
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(7)	(5)	(12)
Charges (produits) de financement	—	19	19
Impôt sur le résultat			
Différé	—	(3)	(3)
Résultat net	—	(11)	(11)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	11	11
Résultat global	—	—	—
Par action ordinaire (en dollars)			
De base	—	—	—
Dilué	—	(0,01)	(0,01)

1) L'incidence des modifications apportées à IAS 19 sur le résultat de la période consiste en une augmentation des charges (produits) de financement de 12 M\$, compensée par des diminutions respectives de 3 M\$ et de 9 M\$ de l'impôt différé et des gains actuariels des régimes de retraite du personnel, et a donc été nulle sur l'état consolidé du résultat global pour le premier trimestre de 2013.

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

(augmentation (diminution) en millions de dollars)	31 déc. 2012	1 ^{er} jan. 2012
Trésorerie et équivalents	(8)	(22)
Créances	(43)	(29)
Stocks	(46)	(36)
Immobilisations corporelles, montant net	(24)	(26)
Autres actifs	99	102
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	(24)	(25)
Actifs d'impôt différé	(2)	—
Total de l'actif	(48)	(36)
Dette à court terme	(1)	(2)
Dettes et charges à payer	(23)	(13)
Impôt à payer	(5)	(5)
Autres passifs non courants ²⁾	9	10
Provisions	(1)	(1)
Passifs d'impôt différé ²⁾	(19)	(17)
Capitaux propres ²⁾	(8)	(8)
Total du passif et des capitaux propres	(48)	(36)

2) Au 1^{er} janvier 2012 et au 31 décembre 2012, les ajustements liés à IAS 19 ont 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 31 mars 2012
Activités opérationnelles	
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie	(11)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	24
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	13
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	—
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	—
Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents	13

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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars									
	Sables pétrolières		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	2 122	2 335	1 656	1 690	6 521	6 349	31	23	10 330	10 397
Produits intersectoriels	921	882	116	272	60	37	(1 097)	(1 191)	—	—
Moins les redevances	(173)	(280)	(314)	(478)	—	—	—	—	(487)	(758)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	2 870	2 937	1 458	1 484	6 581	6 386	(1 066)	(1 168)	9 843	9 639
Autres produits	—	3	33	41	12	9	128	63	173	116
	2 870	2 940	1 491	1 525	6 593	6 395	(938)	(1 105)	10 016	9 755
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	120	48	128	132	4 796	5 016	(985)	(1 196)	4 059	4 000
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 397	1 515	161	193	543	560	170	174	2 271	2 442
Transport	85	72	29	30	57	48	(11)	6	160	156
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	545	440	304	360	120	111	30	36	999	947
Prospection	74	40	56	5	—	—	—	—	130	45
Profit à la cession d'actifs	—	(29)	—	—	—	(2)	—	—	—	(31)
Frais de démarrage de projets	1	1	—	—	—	—	—	—	1	1
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	176	—	—	—	—	—	—	—	176	—
Charges (produits) de financement	32	29	7	43	1	(1)	289	(134)	329	(63)
	2 430	2 116	685	763	5 517	5 732	(507)	(1 114)	8 125	7 497
Résultat avant impôt	440	824	806	762	1 076	663	(431)	9	1 891	2 258
Impôt sur le résultat										
Exigible	1	2	420	437	104	37	15	21	540	497
Différé	113	213	32	(7)	190	150	(78)	(41)	257	315
	114	215	452	430	294	187	(63)	(20)	797	812
Résultat net	326	609	354	332	782	476	(368)	29	1 094	1 446
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 036	1 177	360	206	78	89	11	6	1 485	1 478

5. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012 (retraité – note 3)
Activités de négociation de l'énergie		
Variation de la juste valeur des contrats	31	100
Augmentation (diminution) de la valeur des stocks	87	(19)
Activités de gestion des risques	(1)	(7)
Produit financier et produit d'intérêt	25	29
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	7	9
Variation de la valeur des engagements relatifs à la capacité pipelinère et autres	24	4
	173	116

6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	21	40
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	20	112
	41	152

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

En septembre 2012, la Société a réalisé son premier programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et d'options de vente et a aussi annoncé un deuxième programme d'offre publique de rachat 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.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2013, la Société a racheté 12,8 millions (5,5 millions en 2012) de ses actions ordinaires pour une contrepartie totalisant 405 M\$ (183 M\$ en 2012). Une tranche de 168 M\$ (71 M\$ en 2012) de ce montant a été imputée au capital-actions et le solde de 237 M\$ (112 M\$ en 2012), aux résultats non distribués.

La Société a aussi comptabilisé un passif de 95 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, 41 M\$ ont été imputés au capital-actions et 54 M\$, aux résultats non distribués.

Après la clôture du trimestre, la Bourse de Toronto a approuvé la demande de la Société visant à modifier son offre publique de rachat et à racheter, aux fins d'annulation, une tranche supplémentaire de ses actions ordinaires d'une valeur maximale de 2 G\$, entre le 2 mai 2013 et le 19 septembre 2013.

8. CHARGES (PRODUITS) DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
		(retraité – note 3)
Intérêts sur la dette	177	162
Intérêts incorporés à l'actif	(96)	(158)
Charge d'intérêts	81	4
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	17	19
Charge de désactualisation	48	46
Perte (profit) de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains	168	(146)
Écarts de change et autres	15	14
	329	(63)

9. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
		(retraité – note 3)
Résultat net	1 094	1 446
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions ¹⁾	(10)	—
Résultat net – dilué	1 084	1 446
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 519	1 561
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	2	6
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 521	1 567
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base par action	0,72	0,93
Résultat dilué par action	0,71	0,92

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 31 mars 2013.

10. PROVISIONS

Pour le premier trimestre de 2013, la provision pour démantèlement et remise en état a subi une diminution nette de 6 M\$, composée d'une diminution de 138 M\$ découlant de l'augmentation du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit à 3,93 % (3,75 % au 31 décembre 2012) et d'une augmentation de 132 M\$ découlant de l'acquisition d'une participation de 49 % dans Voyageur Upgrader Limited Partnership (« VULP »). Le devancement du calendrier de certaines activités de remise en état en raison de l'interruption du projet d'usine de valorisation Voyageur (voir note 12) a également contribué à diminuer la provision.

Au 31 mars 2013, le solde de la provision pour démantèlement et remise en état s'élevait à 4 602 M\$ (4 688 M\$ au 31 décembre 2012), dont un montant de 612 M\$ était courant (395 M\$ au 31 décembre 2012).

11. 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 31 mars 2013, selon le niveau hiérarchique. Une description des techniques d'évaluation et des données utilisées pour l'évaluation de la juste valeur pour chacun des niveaux de la hiérarchie de la juste valeur est présentée dans les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	—	24	2	26
Dettes	(23)	(104)	(3)	(130)
	(23)	(80)	(1)	(104)

Au cours du trimestre clos le 31 mars 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 31 mars 2013, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 9,6 G\$ et la juste valeur, à 11,8 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, lesquels sont présentés sur la base du montant net à l'état de la situation financière. Ces soldes sont présentés dans le tableau ci-dessous afin de montrer l'incidence réelle des accords de compensation sur la situation financière de la Société.

(en millions de dollars)	Présentation nette	Actif brut	Passif brut
Instruments financiers dérivés	(44)	440	(484)
Créances (dettes)	166	2 567	(2 401)
Solde au 31 décembre 2012	122	3 007	(2 885)
Instruments financiers dérivés	(104)	284	(388)
Créances (dettes)	(132)	2 917	(3 049)
Solde au 31 mars 2013	(236)	3 201	(3 437)

12. 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 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 fonde 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 ou 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 au 31 mars 2013 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, 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.

13. 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 1^{er} 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)	31 mars 2013
Actif	
Créances	61
Immobilisations corporelles, montant net	1 579
Total de l'actif	1 640
Passif	
Dettes et charges à payer	93
Provisions	673
Actifs d'impôt différé	160
Total du passif	926

Au premier trimestre de 2013, la production de ces actifs était de 45 200 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 15 M\$ et de 34 M\$. Sont 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.

14. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Le 29 avril 2013, le conseil d'administration de la Société a approuvé la majoration du dividende trimestriel de la Société, qui passera à 0,20 \$ par action ordinaire à compter du deuxième trimestre de 2013.

Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels

(non audité)

	Trimestres clos les					Exercice clos le
	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2012
Sables pétrolifères						
Production totale (kb/j)	389,0	378,7	378,9	337,8	341,1	359,2
Production, à l'exclusion de Syncrude						
Total (kb/j)	357,8	342,8	341,3	309,2	305,7	324,8
Firebag (kb/j de bitume)	137,0	123,4	113,0	95,8	83,6	104,0
MacKay River (kb/j de bitume)	28,5	27,9	17,0	32,0	31,0	27,0
Ventes (kb/j)						
Brut léger peu sulfureux	112,7	82,3	104,4	98,9	89,5	93,8
Diesel	9,0	9,7	28,7	27,0	32,8	24,5
Brut léger sulfureux	190,6	174,4	175,9	110,9	183,0	161,1
Bitume	47,1	57,3	36,4	56,7	27,5	44,5
Total des ventes	359,4	323,7	345,4	293,5	332,8	323,9
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)						
Brut léger peu sulfureux	95,24	90,76	87,84	88,18	98,57	91,17
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	70,72	70,79	77,73	73,79	88,14	77,83
Total	78,41	75,87	80,79	78,64	90,95	81,69
Charges opérationnelles (\$/b)						
Charges décaissées	31,95	35,20	31,85	37,60	36,25	35,15
Gaz naturel	2,85	2,80	1,50	1,40	1,85	1,90
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	34,80	38,00	33,35	39,00	38,10	37,05
Frais de démarrage de projets	0,05	0,60	0,55	0,75	0,05	0,50
Total des charges opérationnelles décaissées	34,85	38,60	33,90	39,75	38,15	37,55
Amortissements et dépréciation	15,10	15,75	14,55	15,05	14,15	14,90
Total des charges opérationnelles ³⁾	49,95	54,35	48,45	54,80	52,30	52,45
Charges opérationnelles – Production de bitume in situ seulement (\$/b)						
Charges décaissées	11,40	11,90	14,60	17,75	18,80	15,50
Gaz naturel	5,40	5,20	3,40	3,05	3,65	3,90
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	16,80	17,10	18,00	20,80	22,45	19,40
Frais de démarrage de projets	0,10	1,00	0,70	0,20	(1,25)	0,25
Total des charges opérationnelles décaissées	16,90	18,10	18,70	21,00	21,20	19,65
Amortissements et dépréciation	10,40	12,40	12,45	11,70	8,55	11,40
Total des charges opérationnelles ³⁾	27,30	30,50	31,15	32,70	29,75	31,05
Syncrude						
Production (kb/j)	31,2	35,9	37,6	28,6	35,4	34,4
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)	95,51	90,90	90,24	90,61	98,82	92,69
Charges opérationnelles* (\$/b)						
Charges décaissées	40,45	37,60	33,40	52,15	32,25	38,10
Gaz naturel	1,60	1,60	0,95	0,95	1,25	1,20
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	42,05	39,20	34,35	53,10	33,50	39,30
Frais de démarrage de projets	0,25	—	—	—	—	—
Total des charges opérationnelles décaissées	42,30	39,20	34,35	53,10	33,50	39,30
Amortissements et dépréciation	20,75	16,90	13,80	17,15	14,80	15,55
Total des charges opérationnelles ³⁾	63,05	56,10	48,15	70,25	48,30	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)

	Trimestres clos les					Exercice
	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2012
Exploration et production						
Production totale (kbep/d)	207,1	177,8	156,4	204,6	221,2	189,9
Total du prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)	90,67	83,87	77,33	82,25	91,94	84,05
Amérique du Nord (activités terrestres)						
Production						
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	263	264	279	294	323	290
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	7,6	5,9	5,5	5,1	5,8	5,6
Production totale (Mpi ³ e/j)	309	299	312	325	358	323
Prix de vente moyen ¹⁾						
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,02	2,96	2,15	1,63	2,03	2,17
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	82,77	71,43	72,91	79,25	84,34	76,93
Côte Est du Canada						
Production (kb/j)						
Terra Nova	14,2	2,2	—	13,3	19,6	8,8
Hibernia	27,8	29,1	15,7	31,0	28,7	26,1
White Rose	16,4	17,0	7,0	5,5	17,0	11,6
	58,4	48,3	22,7	49,8	65,3	46,5
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)	112,57	108,37	108,49	104,25	122,31	112,15
Production internationale (kbep/j)						
<i>Mer du Nord</i>						
Buzzard	55,3	35,3	41,9	57,9	57,0	48,0
<i>Autres – International</i>						
Libye	41,9	44,4	39,8	42,7	39,2	41,5
Syrie	—	—	—	—	—	—
	97,2	79,7	81,7	100,6	96,2	89,5
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/bep)						
Buzzard	110,94	104,19	104,06	103,18	111,83	106,12
Autres – International	110,36	108,05	107,32	109,44	118,47	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)

	Trimestres clos les					Exercice
	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2012
Raffinage et commercialisation						
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)						
Carburants de transport						
Essence	19,4	19,6	20,2	20,2	19,2	19,8
Distillats	13,5	13,4	12,5	10,7	11,2	12,0
Total des ventes de carburants de transport	32,9	33,0	32,7	30,9	30,4	31,8
Produits pétrochimiques	1,8	1,8	1,7	2,3	2,2	2,0
Asphalte	1,6	2,3	3,5	2,2	1,6	2,4
Autres	5,3	5,2	4,9	7,0	4,4	5,4
Total des ventes de produits raffinés	41,6	42,3	42,8	42,4	38,6	41,6
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	205,7	202,3	205,0	192,5	190,8	197,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	93	91	92	87	86	89
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)						
Carburants de transport						
Essence	20,0	20,3	21,3	20,8	19,4	20,4
Distillats	20,6	20,5	18,2	18,8	18,4	19,0
Total des ventes de carburants de transport	40,6	40,8	39,5	39,6	37,8	39,4
Asphalte	1,4	1,5	1,9	1,8	1,2	1,6
Autres	2,6	2,4	3,3	3,7	2,5	3,0
Total des ventes de produits raffinés	44,6	44,7	44,7	45,1	41,5	44,0
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	237,3	234,7	236,4	234,7	229,0	233,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	100	101	101	101	98	100
Utilisation totale de la capacité de raffinage (%)**	96	96	97	94	92	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					Exercice
	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2012
Revenus nets						
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi³e)						
Prix moyen obtenu ⁴⁾	4,89	4,65	3,81	3,48	3,98	3,97
Redevances	(0,58)	(0,38)	(0,28)	(0,20)	(0,24)	(0,27)
Frais de transport	(0,23)	(0,27)	(0,35)	(0,34)	(0,27)	(0,31)
Charges opérationnelles	(1,43)	(1,39)	(1,63)	(1,56)	(1,48)	(1,51)
Revenus opérationnels nets	2,65	2,61	1,55	1,38	1,99	1,88
Côte Est du Canada (\$/b)						
Prix moyen obtenu ⁴⁾	114,32	110,69	112,91	106,73	123,73	114,46
Redevances	(26,61)	(27,17)	(31,16)	(38,83)	(34,72)	(33,40)
Frais de transport	(1,75)	(2,32)	(4,42)	(2,48)	(1,42)	(2,31)
Charges opérationnelles	(9,05)	(12,00)	(33,17)	(12,71)	(8,53)	(13,57)
Revenus opérationnels nets	76,91	69,20	44,16	52,71	79,06	65,18
Mer du Nord – Buzzard (\$/b)						
Prix moyen obtenu ⁴⁾	113,33	106,62	106,35	105,55	114,13	108,46
Frais de transport	(2,39)	(2,43)	(2,29)	(2,37)	(2,30)	(2,34)
Charges opérationnelles	(5,80)	(10,71)	(8,24)	(3,36)	(4,80)	(6,38)
Revenus opérationnels nets	105,14	93,48	95,82	99,82	107,03	99,74
Autres – International (\$/bep)						
Prix moyen obtenu ⁴⁾	110,69	108,34	107,67	109,79	118,84	110,99
Redevances	(41,81)	(81,09)	(61,02)	(57,50)	(67,13)	(66,93)
Frais de transport	(0,33)	(0,29)	(0,35)	(0,35)	(0,37)	(0,34)
Charges opérationnelles	(3,34)	(1,97)	(1,13)	(2,76)	(1,86)	(1,94)
Revenus opérationnels nets	65,21	24,99	45,17	49,18	49,48	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 1^{er} 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 |
| 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. 1 m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils



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

suncor.com