

QUATRIÈME TRIMESTRE 2013

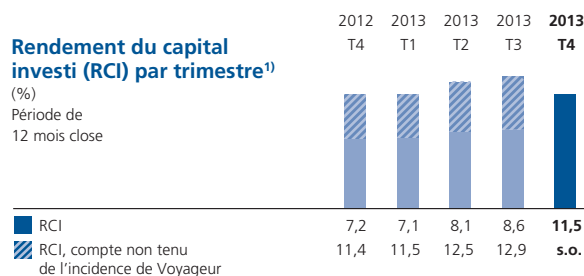
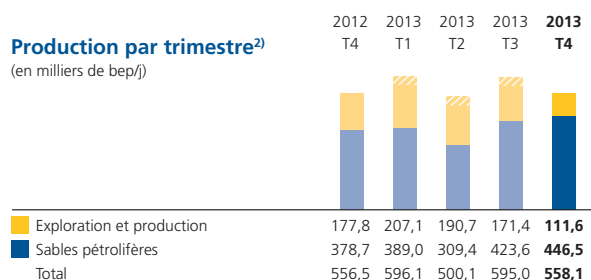
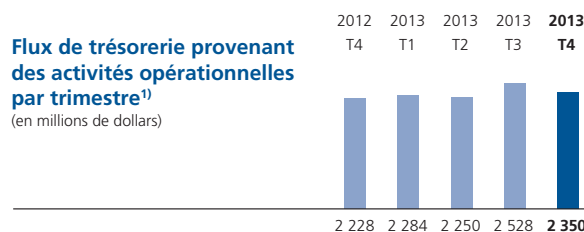
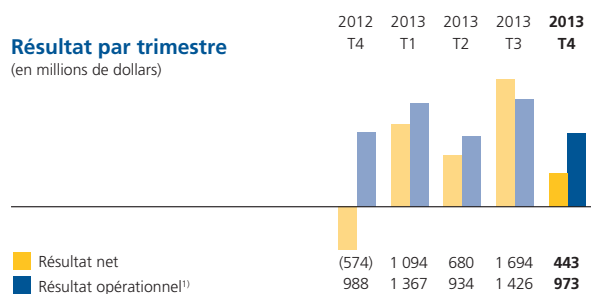
Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 décembre 2013

Résultats du quatrième 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 présent rapport aux actionnaires (le « présent document »). Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du présent document. Les informations concernant la production et les charges opérationnelles décaissées des activités du secteur Sables pétroliers ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« En 2013, nous avons réalisé d'importants progrès en ce qui concerne notre stratégie axée sur la croissance rentable à long terme, une plus grande souplesse sur le plan de l'exploitation et l'exécution de notre stratégie d'accès au marché, qui nous a permis de nous distinguer encore davantage par rapport au reste de l'industrie », a déclaré le président et chef de la direction de Suncor, Steve Williams. « Nous y sommes parvenus en vendant des actifs non essentiels, en obtenant l'approbation du projet Fort Hills, en accroissant la production à Firebag, en mettant en service des actifs destinés au bitume chaud dans le secteur Sables pétroliers et en achevant des installations ferroviaires à notre raffinerie de Montréal. »

- Résultat opérationnel¹⁾ de 973 M\$ (0,66 \$ par action ordinaire), résultat net de 443 M\$ (0,30 \$ par action ordinaire) et flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles¹⁾ de 2,350 G\$ (1,58 \$ par action ordinaire).
- Production trimestrielle record de 409 600 barils par jour (b/j) pour le secteur Sables pétroliers, dont plus de 300 000 b/j de pétrole brut synthétique.
- Suncor a annoncé un budget d'investissement et de prospection de 7,8 G\$ pour 2014, dont 4,2 G\$ seront affectés aux projets de croissance.
- Le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation de 15 % du dividende trimestriel de la Société, le faisant passer à 0,23 \$ par action ordinaire, quelque neuf mois après que la Société a augmenté son dividende de 54 %, en 2013.
- Le conseil d'administration de Suncor a aussi autorisé le rachat d'une tranche supplémentaire d'actions d'au plus 1 G\$, sous réserve des approbations réglementaires, ce qui porte le montant total des rachats pouvant être effectués à 1,7 G\$.



1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat net et du résultat opérationnel est présenté à la page 14. Le 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 présent document.

2) Les chiffres tiennent compte de la production liée aux activités du secteur gaz naturel conventionnel de la Société qui ont été vendues en septembre 2013 (41 000 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) pour le troisième trimestre de 2013, 43 000 bep/j pour le deuxième trimestre de 2013 et 45 200 bep/j pour le premier trimestre de 2013).

Résultats financiers

Suncor Énergie Inc. a inscrit un bénéfice opérationnel de 973 M\$ (0,66 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2013, contre 988 M\$ (0,65 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2012. La Société a continué d'établir des records de production trimestriels dans le secteur Sables pétrolifères grâce à une exécution de projets rigoureuse et à des améliorations sur le plan de la fiabilité, ce qui a aidé à contrebalancer la pression sur les prix du pétrole brut de l'Ouest canadien et l'augmentation des charges opérationnelles. Au cours du trimestre, la valeur du modèle intégré de la Société s'est renforcée, les marges du secteur Raffinage et commercialisation ayant augmenté sous l'effet de la baisse du prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres, ce qui a contrebalancé la diminution des marges de craquage de référence. La dépréciation du dollar canadien au cours du trimestre a eu une incidence favorable sur le résultat opérationnel.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 2,350 G\$ (1,58 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2013, contre 2,228 G\$ (1,46 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2012. Cette augmentation s'explique par les profits réalisés sur les stratégies de négociation de la Société. Les facteurs qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie sont essentiellement les mêmes que ceux qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Le bénéfice net s'est établi à 443 M\$ (0,30 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison d'une perte nette de 574 M\$ (0,38 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2012, et a subi les répercussions des mêmes facteurs que ceux qui ont eu une incidence sur le résultat opérationnel en plus d'une perte de valeur après impôt, déduction faite des provisions connexes de 340 M\$ à l'égard des actifs syriens, libyens et du secteur Activités terrestres – Amérique du Nord, d'un ajustement après impôt favorable de 69 M\$ visant à réduire le coût estimatif lié à la décision de ne pas poursuivre le projet de l'usine de valorisation Voyageur et d'une perte de change après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 259 M\$, comparativement à celle de 80 M\$ au trimestre précédent. Des pertes de valeur après impôt (déduction faite des reprises) ont eu une incidence d'environ 1,482 G\$ sur le résultat net pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

« Pour le dixième trimestre consécutif, nous avons généré des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de plus de 2,2 G\$, malgré un contexte défavorable pour les prix du pétrole brut de l'Ouest canadien », a expliqué M. Williams. « Cependant, les prix obtenus globalement reflètent des écarts plus importants par rapport aux principaux prix de référence, la production de bitume ayant dépassé la capacité de notre modèle intégré d'obtenir des prix mondiaux. Pour 2014, nous avons déjà accru le flot de barils de pétrole provenant de l'intérieur des terres vers notre raffinerie de Montréal et commencé à expédier du bitume vers la côte du Golf afin d'obtenir des prix mondiaux pour la quasi-totalité de notre production. »

Le RCI (compte non tenu des projets d'envergure en cours) s'est établi à 11,5 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2013, contre 7,2 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 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 avait réduit d'environ 4 % le RCI pour la période de douze mois close le 31 décembre 2012, est le principal facteur ayant fait augmenter le RCI pour la période de douze mois close le 31 décembre 2013.

Résultats opérationnels

La production totale en amont de Suncor a augmenté, passant de 556 500 bep/j au quatrième trimestre de 2012 à 558 100 bep/j en moyenne au quatrième trimestre de 2013. Cette hausse reflète une augmentation de 18 % de la production du secteur Sables pétrolifères, laquelle a largement contrebalancé la baisse de production découlant de la vente du secteur gaz naturel conventionnel de la Société.

Au quatrième trimestre de 2013, le secteur Sables pétrolifères a continué d'établir des records trimestriels avec des volumes de production moyens de 409 600 b/j, comparativement à 342 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice

précédent. Cette augmentation s'explique principalement par l'accroissement de la production à Firebag et par l'infrastructure de bitume chaud mise en service au troisième trimestre de 2013 qui a amélioré la capacité de transport du bitume et permis d'accroître davantage la production minière. Les installations de production de Firebag fonctionnaient à plein régime au début du quatrième trimestre de 2013, les taux de production quotidiens atteignant environ 95 % de la capacité. Toutefois, la production a fléchi durant le trimestre en raison d'un arrêt survenu aux installations de gaz naturel d'un tiers et de la diminution de l'approvisionnement en gaz naturel qui en a découlé dans la région de Fort McMurray. Les problèmes d'approvisionnement ont initialement réduit les capacités de production de vapeur à Firebag et de valorisation de Suncor, et la production de vapeur a été réduite durant toute la période de réduction de l'approvisionnement. Ces événements ont entraîné une perte de production d'environ 15 000 b/j au quatrième trimestre de 2013. L'offre de gaz naturel devrait demeurer réduite jusqu'à la fin du premier trimestre de 2014 pendant que l'entreprise tierce termine ses activités d'enquête et de remise en état.

Au quatrième trimestre de 2013, les charges opérationnelles décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 36,85 \$ en moyenne, en baisse comparativement à 38,00 \$ au quatrième trimestre de 2012. Cette baisse est attribuable à l'augmentation des volumes de production, laquelle a été contrebalancée en partie par la hausse des charges opérationnelles décaissées. Le total des charges opérationnelles décaissées a augmenté par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'augmentation des charges associée à l'intensification des activités, dont celles de la phase 4 de Firebag, des coûts supplémentaires associés à l'augmentation de la production minière, de la hausse des prix et de la consommation du gaz naturel et de ventes d'électricité moins avantageuses compte tenu de la baisse des prix de l'électricité. Le total des charges opérationnelles décaissées a été plus élevé que prévu initialement, en raison notamment de l'accélération des programmes de maintenance visant à faciliter, et à assurer, une exploitation fiable et efficiente alors que les activités de la mine continuent de s'accroître.

« Nos charges opérationnelles décaissées par baril ont été plus élevées que prévu initialement en raison de l'accélération des activités de maintenance et de problèmes d'approvisionnement auprès de tiers, mais nous continuons de nous concentrer sur notre gestion rigoureuse des coûts et sur l'atteinte de nos prévisions de production de 2014 », a déclaré M. Williams.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est située en moyenne à 36 900 b/j au quatrième trimestre de 2013, demeurant stable par rapport celle de à 35 900 b/j pour le quatrième trimestre de 2012.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée en moyenne à 111 600 bep/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 177 800 bep/j au quatrième trimestre de 2012. Cette baisse s'explique principalement par la vente de l'entreprise de gaz naturel conventionnel de la Société et à l'interruption de la production en Libye. Les terminaux d'exportation de certains ports de mer dans l'est de la Libye sont demeurés fermés parce que l'agitation politique qui avait éclaté plus tôt en 2013 s'est poursuivie durant tout le trimestre. Suncor n'a pas accru sa production en Libye depuis mai 2013, mais les activités se sont poursuivies dans les champs tout au long du trimestre.

Des travaux de maintenance hors station de dix semaines à Terra Nova ont été achevés au cours du quatrième trimestre de 2013. Ils visaient à réparer une chaîne de mouillage, à effectuer des travaux de maintenance préventifs sur les huit autres chaînes et à réaliser des travaux de maintenance périodiques. La production est revenue à des taux normaux à la mi-décembre.

Le taux d'utilisation des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation a atteint 91 % au quatrième trimestre de 2013, ce qui rend compte d'un débit de traitement du brut par les raffineries ayant totalisé 419 000 b/j, comparativement à 437 000 b/j au quatrième trimestre de 2012. Le débit de traitement des raffineries a diminué au cours du trimestre en raison de travaux de maintenance planifiés aux raffineries de Sarnia et de Montréal et de travaux de maintenance non planifiés à la raffinerie d'Edmonton. En dépit de travaux de maintenance non planifiés, les améliorations de la fiabilité dont la Société a fait preuve ont globalement entraîné une hausse de la capacité nominale de 140 000 b/j à 142 000 b/j à la raffinerie d'Edmonton à compter du 1^{er} janvier 2014.

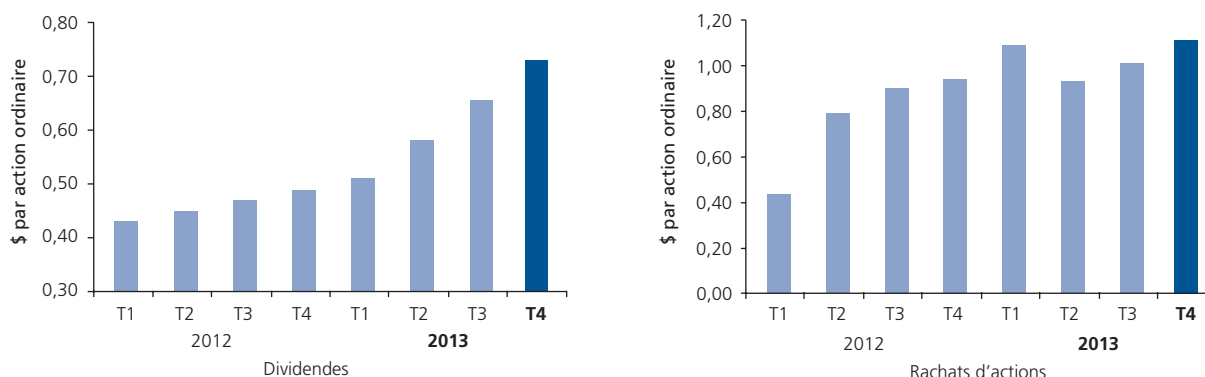
Mise à jour concernant notre stratégie

Conformément à son engagement de procurer d'excellents rendements aux actionnaires, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation de 15 % du dividende trimestriel de la Société, qui passera à 0,23 \$ par action ordinaire à compter du premier trimestre de 2014. Cette hausse survient quelque neuf mois après que la Société ait augmenté son dividende de 54 %, en 2013. Suncor a également obtenu l'approbation du conseil d'administration l'autorisant à racheter aux fins d'annulation des actions ordinaires supplémentaires d'une valeur d'au plus 1 G\$, sous réserve des approbations réglementaires. Par conséquent, le montant total des rachats pouvant être effectués s'élève à 1,7 G\$ au 27 janvier 2014, compte tenu de la tranche qui n'a pas encore été rachetée aux termes du programme de rachat de 1,8 G\$ de la Société précédemment autorisé.

Suncor a versé 297 M\$ en dividendes (0,20 \$ par action ordinaire) et a racheté et annulé des actions de Suncor d'une valeur de 550 M\$ au quatrième trimestre de 2013.

Redistribution de liquidités aux actionnaires

(d'après la somme des montants par action trimestriels, pour les 12 derniers mois)



Investir dans l'intégration et l'accès au marché

Les prix des marchandises en Amérique du Nord demeurant volatils et la production du secteur Sables pétrolifères de Suncor continuant d'augmenter, l'amélioration de l'accès aux prix mondiaux est essentielle à l'optimisation de la rentabilité et à la souplesse opérationnelle.

Suncor poursuit ses activités visant l'obtention de l'accès aux marchés côtiers du Canada et des États-Unis, ce qui permettra à la Société d'obtenir des prix mondiaux sur sa production actuelle et celle découlant de sa croissance future. Après l'achèvement d'installations de déchargement ferroviaire à Montréal, Suncor a commencé les expéditions par train à sa raffinerie de Montréal au quatrième trimestre de 2013, ce qui lui a permis de tirer avantage des écarts de prix entre le pétrole brut intérieur et le Brent. Les expéditions devraient dépasser les 30 000 b/j d'ici la fin du premier trimestre de 2014. Après la fin du trimestre, Suncor a commencé les expéditions de pétrole brut lourd sur le pipeline Keystone South, ce qui procure à la Société une capacité de transport de plus de 50 000 b/j de pétrole brut lourd vers la côte du Golfe des États-Unis, un débouché rentable pour la production croissante de bitume de Firebag.

Le budget d'immobilisations de 2014 comprend des dépenses de croissance pour le secteur Raffinage et commercialisation en grande partie destinées à des projets à la raffinerie de Montréal, dont la préparation de la raffinerie en vue du traitement de bruts plus lourds produits par le secteur Sables pétrolifères afin d'intégrer davantage les activités de la Société.

Activités du secteur Sables pétrolifères

Le budget d'immobilisations de 2014 demeure axé sur l'investissement dans des activités fiables et durables. Les priorités consistent notamment à améliorer la fiabilité de toutes les activités, maintenir la production actuelle au moyen de travaux de maintenance planifiés et de l'aménagement de plateformes de puits, et assurer l'efficacité des activités existantes. Les projets de croissance sont axés sur des investissements à faible coût visant l'optimisation d'actifs existants et comprennent des projets de désengorgement et d'agrandissement.

Au quatrième trimestre de 2013, Suncor a achevé les travaux de maintenance à la tour de distillation sous vide de l'usine de valorisation 2 et aux unités connexes. La Société a continué de faire avancer le désengorgement des installations de MacKay River, lequel vise à accroître la capacité de production d'environ 20 % pour une capacité totale de 38 000 b/j d'ici 2015. Suncor continue également de travailler en vue de l'obtention en 2014 d'une décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissement de MacKay River, dont la capacité nominale initiale visée est de 20 000 b/j environ et où la production de pétrole devrait commencer en 2017. S'efforçant d'optimiser les activités du secteur Sables pétrolifères et d'améliorer constamment les rendements, Suncor continue de faire progresser d'autres initiatives de désengorgement, lesquelles devraient faire augmenter la production du secteur Sables pétrolifères à environ 500 000 b/j d'ici la fin de 2018.

Coentreprises de Sables pétrolifères

Suivant l'approbation du projet le 30 octobre 2013, Suncor a affecté environ 15 % de son budget d'immobilisations de 2014 au projet minier de Fort Hills. Les activités du projet en 2014 devraient être axées sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'approvisionnement dans tous les volets du projet et la construction d'infrastructures minières et d'extraction, dont des piliers et des fondations. La production de pétrole de ce projet devrait commencer dès le quatrième trimestre de 2017 et le projet devrait atteindre 90 % de sa capacité de production prévue de 180 000 b/j (capacité nette de 73 000 b/j pour Suncor) dans un délai de 12 mois suivant le début de la production de pétrole.

Suncor et les copropriétaires du projet minier Joslyn continuent de concentrer leurs efforts sur la conception technique et les travaux réglementaires et comptent fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses du projet dès qu'une date se précisera.

Exploration et production

Suncor a affecté près de la moitié des dépenses de croissance prévues à son budget 2014 à faire progresser des projets dans son secteur Exploration et production. Les dépenses de croissance visent l'achèvement des travaux du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle (« Golden Eagle ») dans la mer du Nord, l'avancement du projet Hebron, le développement des extensions aux champs Hibernia et White Rose sur la Côte Est du Canada et le financement des projets d'exploration au Royaume-Uni, en Norvège, sur la Côte Est du Canada et en Libye.

Le projet Golden Eagle a continué de progresser au quatrième trimestre de 2013 en préparation du forage qui devrait commencer au début de 2014. Le projet demeure sur la bonne voie pour que les premiers barils de pétrole soient livrés à la fin de 2014 ou au début de 2015. À Hebron, les travaux d'ingénierie détaillés et la construction de la structure gravitaire et d'installations de surface se sont poursuivis au quatrième trimestre de 2013, les premiers barils de pétrole étant attendus en 2017. Les installations sous-marines de l'unité d'extension sud d'Hibernia (UESH) ont été achevées au quatrième trimestre de 2013 et les activités de forage sous-marines ont commencé au début de 2014. L'UESH devrait accroître la production globale d'Hibernia dès 2015. Les travaux d'ingénierie détaillés et les activités d'approvisionnement se sont poursuivis pour le reste du projet d'extension sud de White Rose. L'installation du matériel sous-marin pour ce projet devrait être achevée en 2014. La production de pétrole devrait débuter au quatrième trimestre de 2014. Une décision d'autorisation des dépenses pour l'agrandissement supplémentaire de la partie ouest de White Rose est attendue au deuxième semestre de 2014.

Énergie renouvelable

Les dépenses de croissance de 2014 sont également axées sur l'avancement de projets éoliens dans le secteur Énergie renouvelable de la Société. Le projet Adelaide a obtenu l'approbation réglementaire au quatrième trimestre de 2013 et sa date d'achèvement prévue est la fin de 2014. Le projet Cedar Point continuera d'évoluer dans le processus réglementaire en 2014. Il est prévu que les deux projets, situés en Ontario, augmenteront de 140 MW la puissance brute des projets d'énergie éolienne de Suncor, ce qui représente une augmentation de 55 %.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé les prévisions de 2014 qu'elle avait publiées le 20 novembre 2013. Les principaux changements apportés aux prévisions de la Société comprennent ce qui suit :

- Les prévisions de production pour le secteur Exploration et production–International ont été revues pour passer de 80 000 bep/j–86 000 bep/j à 40 000 bep/j–46 000 \$. La Société a temporairement suspendu ses prévisions de production en Libye en raison de l'agitation politique qui se poursuit dans ce pays. La fourchette de taux d'impôt international effectif a été ajustée en conséquence, passant de 67 %–75 % à 60 %–65 %.
- Les prévisions de production totale ont été révisées à la baisse, passant de 565 000 b/j–610 000 b/j à 525 000 b/j–570 000 b/j par suite de la révision des prévisions de production pour le secteur Exploration et production.

Pour de plus amples détails concernant les prévisions de la Société de 2014 révisées, veuillez consulter www.suncor.com/guidance_fr.

Mises en garde relative aux prévisions de la Société

Les prévisions de Suncor sont fondées sur les hypothèses suivantes relativement aux prix des produits de base : pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing de 93,00 \$ US le baril; Brent, Sullom Voe de 100,00 \$ US le baril; et Western Canadian Select à Hardisty de 70,00 \$ US le baril. En outre, les prévisions sont fondées sur l'hypothèse d'un prix du gaz naturel (AECO – C Spot) de 3,86 \$ CA le gigajoule et un taux de change (\$ US/\$ CA) de 0,92 \$. L'hypothèse du taux de change \$ US/\$ CA a été revue à la baisse par rapport à la prévision de 0,97 \$ publiée le 20 novembre 2013. Les hypothèses ayant servi à l'établissement des perspectives de production du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour 2014 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui devraient, selon la Société, réduire la maintenance non planifiée en 2014. Les hypothèses ayant servi à l'établissement des perspectives de production des secteurs Exploration et production Canada et Exploration et production – International pour 2014 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 2014 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.*
- *Infrastructures de tiers. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées par des problèmes liés à des infrastructures de tiers, y compris des perturbations du service de pipelines ou des coupures d'électricité pouvant entraîner une répartition de la capacité ou la fermeture de pipelines ou d'installations de tiers, qui pourraient nuire à la capacité de la Société de commercialiser son pétrole brut.*

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

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

RAPPORT DE GESTION DU QUATRIÈME TRIMESTRE

3 février 2014

Table des matières

1. Mises en garde	8
2. Faits saillants du quatrième trimestre	11
3. Information financière consolidée	13
4. Résultats sectoriels et analyse	18
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	35
6. Situation financière et situation de trésorerie	38
7. Données financières trimestrielles	40
8. Autres éléments	42
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	43
10. Énoncés prospectifs	47

1. MISES EN GARDE

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 partenariats, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

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 document. Les chiffres comparatifs se rapportant aux résultats de Suncor pour 2012 ont été retraités, conformément aux dispositions transitoires respectives des nouvelles normes et des normes révisées.

À moins d'indication contraire, toute l'information financière est présentée en dollars canadiens et les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe. Certains montants relatifs à l'exercice précédent présentés à l'état consolidé du résultat global ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice considéré.

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, 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 document. 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 document.

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 document est présentée ci-après :

Unités de mesure		Lieux et devises	
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	Dollars canadiens
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	\$ CA	
kbep	milliers de barils équivalent pétrole	\$ US	Dollars américains
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour	£	Livres sterling
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	€	Euros
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel		
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	Contexte financier et commercial	
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	T4	Trimestre clos le 31 décembre
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel	CUM	Période de 12 mois close le 31 décembre
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour	WTI	West Texas Intermediate
m ³	mètres cubes	WCS	Western Canada Select
m ³ /j	mètres cubes par jour	NYMEX	New York Mercantile Exchange
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, les déversements de pétrole et les arrêts aux installations de tiers; 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 document. Une analyse détaillée des facteurs de risque touchant la Société est présentée à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2012.

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

Conversions des mesures

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

2. FAITS SAILLANTS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du quatrième trimestre

- La Société a inscrit un bénéfice net consolidé de 443 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison d'une perte nette de 574 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012. Le résultat net du trimestre écoulé a subi l'influence des mêmes facteurs qui ont eu une incidence sur le résultat opérationnel, auxquels se sont ajoutées des pertes de valeur après impôt, déduction faite des provisions connexes, de 340 M\$ à l'égard des actifs en Syrie, en Libye et dans le secteur Amérique du Nord (activités terrestres), un ajustement après impôt de 69 M\$ visant à réduire les coûts estimatifs liés à la décision de ne pas poursuivre le projet de l'usine de valorisation Voyageur et une perte de change après impôt de 259 M\$ résultant de la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le résultat net du quatrième trimestre de l'exercice précédent reflétait l'incidence de pertes de valeur après impôt, déduction faite des reprises, d'environ 1,482 G\$ et d'une perte de change après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 80 M\$.
- Le bénéfice opérationnel s'est établi à 973 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 988 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012. Ce résultat opérationnel¹⁾ rend compte de la production record enregistrée par le secteur Sables pétrolifères et de l'augmentation des marges de raffinage, lesquels ont toutefois été neutralisés entièrement par la hausse du total des charges et par le fléchissement de la production du secteur Exploration et production.
- Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾ se sont chiffrés à 2,350 G\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 2,228 G\$ pour le quatrième trimestre de 2012. Cette hausse est attribuable aux profits réalisés qui ont résulté de la mise en œuvre des stratégies de négociation de la Société, de même qu'en grande partie aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.
- Le RCI¹⁾ (à l'exclusion des projets majeurs en cours) s'est établi à 11,5 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2013, en comparaison de 7,2 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012. Le RCI de la période de 12 mois close le 31 décembre 2013 s'est accru par rapport à la période correspondante de 2012, en raison essentiellement de la perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ qui avait été comptabilisée au quatrième trimestre de 2012 à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur et qui avait entraîné un recul d'environ 4 % du RCI pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012.
- **Le secteur Sables pétrolifères a continué à battre des records au quatrième trimestre de 2013, malgré des arrêts imprévus aux installations de tiers.** La capacité de production globale du secteur a augmenté grâce à l'accroissement de la cadence de production à Firebag, à l'amélioration de la fiabilité et aux avantages tirés des nouvelles infrastructures et de l'accroissement de la capacité logistique. Les installations de production de Firebag fonctionnaient à plein régime au début du quatrième trimestre de 2013, les taux de production quotidiens atteignant environ 95 % de la capacité. Toutefois, la production a fléchi durant le trimestre en raison d'un arrêt survenu aux installations de gaz naturel d'un tiers et des problèmes d'approvisionnement en gaz naturel qui en a découlé dans la région de Fort McMurray. Ces événements se sont traduits par une diminution de la production, pour l'essentiel à Firebag, de quelque 15 000 b/j pour le quatrième trimestre de 2013. En dépit de la disponibilité restreinte du gaz naturel, la production de pétrole brut synthétique a été excellente pour le trimestre grâce à la fiabilité accrue des activités de valorisation de la Société, ce qui a contribué à faire de 2013 un exercice record au chapitre de la production de pétrole brut synthétique.
- **Le modèle intégré met la Société à l'abri des écarts de prix croissants du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres.** La Société a continué à dégager des flux de trésorerie stables au cours du trimestre, principalement grâce à son modèle intégré et à son réseau logistique, lesquels ont contribué à atténuer l'incidence des écarts de prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres, qui ont atteint une amplitude inégalée par rapport aux exercices précédents. Les profits tirés du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté par suite de la diminution des prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres.

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

- **Suncor a élargi son réseau logistique, augmentant ainsi sa capacité de transport et son accès aux marchés.** Après avoir achevé la construction d'installations de déchargement ferroviaire à Montréal au cours du trimestre, Suncor a réalisé ses premières expéditions ferroviaires jusqu'à sa raffinerie de Montréal, ce qui lui a permis de profiter des écarts de prix entre le pétrole brut Brent et le pétrole brut provenant de l'intérieur des terres. Des livraisons de plus de 30 000 b/j devraient débiter d'ici la clôture du premier trimestre de 2014. Après la clôture du trimestre, Suncor a commencé à utiliser la partie sud du pipeline Keystone pour transporter du pétrole brut lourd, ce qui a porté à plus de 50 000 b/j sa capacité d'expédition du pétrole brut jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, et représente un débouché lucratif pour sa production croissante de bitume à Firebag.
- **La gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations reste une priorité.** Grâce à son approche disciplinée en matière d'investissement, à la priorisation des projets et à l'optimisation de l'étendue des travaux, la Société a pu clore l'exercice avec des dépenses en immobilisations inférieures à ses prévisions révisées et générer pour 2013 des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de plus de 2,6 G\$ les dépenses en immobilisations. Au cours du quatrième trimestre de 2013, Suncor a annoncé un budget d'investissement de 7,8 G\$ pour 2014, dont environ 4,2 G\$ seront consacrés à des projets de croissance et 3,6 G\$, à des dépenses en immobilisations de maintien. Les dépenses de croissance seront affectées à l'avancement des projets qui font partie du portefeuille de Suncor, lequel devrait contribuer à la croissance profitable de la Société à long terme. Quant aux dépenses de maintien, elles serviront principalement à tirer parti des améliorations réalisées au chapitre de la fiabilité en 2013 et à maintenir les capacités de production actuelles.
- **Suncor a constaté une perte de valeur de certains actifs du secteur Exploration et production.** Comme la situation politique ne s'améliore pas en Syrie et rend la reprise des activités plus incertaine que jamais, Suncor a réduit la valeur comptable résiduelle de ses actifs en Syrie, ce qui s'est traduit par la comptabilisation d'une perte de valeur après impôt de 422 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013. Parallèlement, la Société a comptabilisé en résultat net un produit de 300 M\$ lié aux instruments d'atténuation des risques (223 M\$ après impôt), produit qui avait été précédemment inscrit à titre de provision non courante. La Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 101 M\$ de ses actifs en Libye, du fait de l'arrêt de production prolongé occasionné par l'instabilité politique persistante dans ce pays. La Société a également comptabilisé une perte de valeur après impôt de 40 M\$ de ses actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).
- **Suncor a mené à bien ses travaux de maintenance hors station portant sur les installations de Terra Nova.** Suncor a achevé ses travaux de maintenance d'une durée de 10 semaines visant à réparer une chaîne de mouillage et à procéder à des travaux de maintenance préventifs portant sur les huit autres chaînes. La production est retournée à des taux normaux à la mi-décembre.
- **Le conseil d'administration de Suncor a approuvé une majoration de 15 % de son dividende trimestriel et le rachat d'actions ordinaires supplémentaires de la Société totalisant au plus 1 G\$, sous réserve de l'autorisation des organismes de réglementation.** Au cours du trimestre, Suncor a également remis 297 M\$ à ses actionnaires sous forme de dividendes et 550 M\$ par la voie de rachats d'actions.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Résultat net				
Sables pétrolifères	469	(1 037)	2 040	468
Exploration et production	(101)	148	1 000	138
Raffinage et commercialisation	458	450	2 022	2 137
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(383)	(135)	(1 151)	(3)
Total	443	(574)	3 911	2 740
Résultat opérationnel¹⁾				
Sables pétrolifères	400	450	2 098	2 025
Exploration et production	239	143	1 210	850
Raffinage et commercialisation	458	450	2 022	2 152
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(124)	(55)	(630)	(180)
Total	973	988	4 700	4 847
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾				
Sables pétrolifères	1 110	1 090	4 556	4 407
Exploration et production	552	529	2 316	2 227
Raffinage et commercialisation	534	634	2 618	3 138
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	154	(25)	(78)	(39)
Total	2 350	2 228	9 412	9 733

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 document.

Faits saillants opérationnels

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	446,5	378,7	392,5	359,2
Exploration et production (kbep/j)	111,6	177,8	169,9	189,9
Total	558,1	556,5	562,4	549,1
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	92/8	94/6	91/9
Taux d'utilisation des raffineries (%)				
Est de l'Amérique du Nord	82	91	91	89
Ouest de l'Amérique du Nord	99	101	96	100
Total	91	96	94	95
Prix de vente moyen obtenu par secteur				
Sables pétrolifères (\$/b)	73,34	77,37	84,22	82,75
Exploration et production (\$/kbep)	111,99	83,87	91,44	84,05

Résultat net

Pour le quatrième trimestre de 2013, la Société a inscrit un bénéfice net consolidé de 443 M\$, contre une perte nette de 574 M\$ pour le quatrième 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 aussi eu une incidence sur le résultat net inscrit pour ces périodes, notamment ceux décrits ci-après.

- La Société a comptabilisé une perte de change latente après impôt découlant de la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 259 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 80 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012.
- Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé, à l'égard de son secteur Exploration et production, une perte de valeur après impôt de 563 M\$ liée à ses actifs en Syrie et en Libye et aux actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Conjointement avec la perte de valeur liée aux actifs en Syrie, la Société a comptabilisé un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques de 223 M\$ après impôt, montant qui avait été précédemment comptabilisé à titre de provision à long terme.
- Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé un ajustement après impôt favorable de 69 M\$ afin de réduire le montant précédemment estimé des coûts liés à l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur, et ce, afin de rendre compte de l'accélération des activités liées à l'abandon du projet et d'une réaffectation des ressources.
- Au quatrième trimestre de 2012, la Société avait comptabilisé une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet d'usine de valorisation Voyageur, du fait qu'elle jugeait les perspectives économiques peu propices à la réalisation de ce projet.
- Au quatrième trimestre de 2012, la Société avait comptabilisé un montant net de 177 M\$ après impôt découlant de la reprise d'une perte de valeur liée aux actifs en Syrie, qui avait été contrebalancée par une charge après impôt de 172 M\$ comprenant des pertes de valeur à l'égard d'actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et du secteur Côte Est du Canada et par une provision liée aux engagements futurs estimatifs relatifs à la capacité pipelinrière inutilisée du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Résultat opérationnel

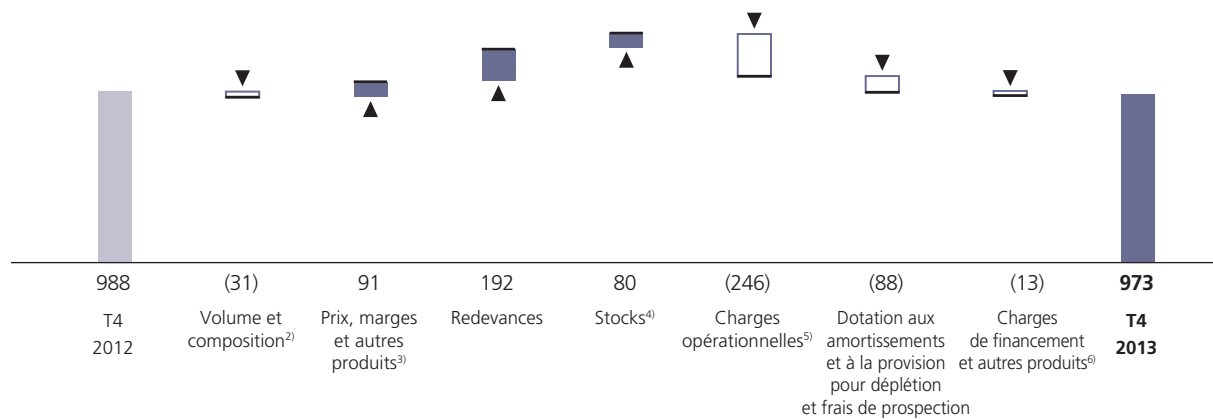
Rapprochement du résultat opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Résultat net présenté	443	(574)	3 911	2 740
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	259	80	521	(157)
Pertes de valeur (compte tenu des reprises), sorties et provisions	563	1 482	563	2 176
Produit tiré d'instruments d'atténuation des risques	(223)	—	(223)	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur	(69)	—	58	—
Profit découlant de cessions importantes	—	—	(130)	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	—	88
Résultat opérationnel	973	988	4 700	4 847

1) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

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.

Pour le quatrième trimestre de 2013, le bénéfice opérationnel consolidé de Suncor s'est établi à 973 M\$, en comparaison de 988 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012. Les facteurs qui ont eu une incidence positive sur le résultat opérationnel du quatrième trimestre de 2013 comparativement à celui du quatrième trimestre de 2012 comprennent les suivants :

- Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une production trimestrielle moyenne record de 446 500 b/j pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 378 700 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce principalement à l'accroissement continu de la production à Firebag et à la mise en service des infrastructures destinées au bitume chaud qui a eu lieu au troisième trimestre de 2013.
- Les marges de raffinage ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2013, en raison de l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd et des importants escomptes du pétrole synthétique peu sulfureux par rapport au WTI. Ces facteurs favorables ont plus que compensé l'incidence de la diminution des marges de craquage de référence et du fléchissement des volumes de production, ainsi que les répercussions négatives plus importantes qu'a eues la baisse généralisée des prix du pétrole sur le résultat après impôt (répercussions de l'ordre de 142 M\$ au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 104 M\$ au quatrième trimestre de 2012).
- Dans l'ensemble, le prix moyen obtenu pour la production de pétrole brut en amont de la Société a augmenté, notamment grâce au prix plus élevé obtenu pour la production du secteur Exploration et production à la suite de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel et à l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar canadien. Ces

facteurs ont été partiellement contrebalancés par une légère diminution du prix obtenu pour l'ensemble des ventes comprenant du pétrole brut.

- Les redevances ont diminué au quatrième trimestre de 2013, en raison principalement du fléchissement de la production du secteur Exploration et production, partiellement contrebalancé par la hausse des redevances du secteur Sables pétrolifères attribuable à l'accroissement des volumes de production et l'augmentation du montant des redevances à payer selon le calcul prescrit par la méthode d'évaluation du bitume utilisée par la Société, par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les stocks ont eu une incidence positive sur le résultat du quatrième trimestre de 2013, en raison d'une réduction des stocks du secteur Exploration et production et du secteur Sables pétrolifères, en comparaison d'une accumulation de stocks au quatrième trimestre de 2012.

L'incidence positive des facteurs précités a été atténuée par ce qui suit :

- Les volumes de production du secteur Exploration et production ont diminué pour passer de 177 800 bep/j à 111 600 bep/j, en raison principalement de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et de l'arrêt de la production en Libye.
- Les charges opérationnelles ont augmenté au quatrième trimestre de 2013, en raison surtout de la hausse des charges opérationnelles et des frais de transport du secteur Sables pétrolifères qui a résulté principalement de l'accroissement de la production et de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions.
- La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection se sont accrus au quatrième trimestre de 2013, en raison surtout de l'accroissement des actifs, partiellement contrebalancé par le fléchissement de la production du secteur Exploration et production.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Sables pétrolifères	14	16	37	107
Exploration et production	6	2	31	16
Raffinage et commercialisation	8	8	35	54
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	39	7	201	106
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	67	33	304	283

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie consolidés liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 2,350 G\$ au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 2,228 G\$ au quatrième trimestre de 2012. Cette hausse est attribuable aux profits réalisés qui ont résulté de la mise en œuvre des stratégies de négociation de la Société, ainsi qu'en grande partie aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

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 décembre		Moyenne des périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
		2013	2012	2013	2012
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	97,45	88,20	97,95	94,20
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	109,35	110,10	108,75	111,70
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	20,05	17,30	11,65	12,15
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton	\$ CA/b	89,05	84,35	93,90	86,60
WCS à Hardisty	\$ US/b	65,25	70,05	72,75	73,15
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	32,20	18,15	25,20	21,05
Condensat à Edmonton	\$ US/b	94,20	98,10	101,70	100,75
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,15	3,05	3,15	2,40
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,60	35,95	23,90	32,90
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	12,00	27,85	21,40	27,40
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,35	29,85	24,00	33,40
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,45	27,35	20,55	29,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,95	1,00	0,97	1,00
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,94	1,01	0,94	1,01

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

Par rapport au quatrième trimestre de 2012, le prix de référence du WTI a augmenté au quatrième trimestre de 2013, tandis que le prix de référence du Brent est demeuré relativement stable. Le rétrécissement de l'écart de prix entre le WTI et le Brent a contribué à diminuer sensiblement les marges de craquage du trimestre. Cependant, les marges de raffinage ont augmenté dans l'ensemble en raison de l'élargissement des écarts de prix entre le brut léger provenant de l'Ouest canadien et le brut lourd provenant de l'Ouest canadien.

L'offre abondante de pétrole brut synthétique et de bitume sur le marché, les contraintes liées à la capacité de transport et le fléchissement de la demande des raffineries qui ont marqué le quatrième trimestre de 2013 se sont traduits par d'importants escomptes sur le prix du pétrole brut synthétique comparativement au prix du WTI et ont entraîné des écarts de prix inégaux ces dernières années entre le pétrole léger et le pétrole lourd, ce qui a contribué à la pression à la baisse sur les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2012.

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 affiché une légère baisse et s'est établi en moyenne à 109,35 \$ US/b, en comparaison de 110,10 \$ US/b au quatrième trimestre de 2012.

Au quatrième trimestre de 2013, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 1,00 à 0,95, ce qui a eu une incidence favorable sur les prix obtenus par la Société au cours du trimestre.

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Produits bruts	3 437	2 725	13 089	11 502
Moins les redevances	(201)	(65)	(859)	(684)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	3 236	2 660	12 230	10 818
Résultat net	469	(1 037)	2 040	468
Résultat opérationnel ¹⁾				
Sables pétrolifères	351	386	1 870	1 807
Coentreprises des Sables pétrolifères	49	64	228	218
	400	450	2 098	2 025
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	1 110	1 090	4 556	4 407

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 document.

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice net de 469 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison d'une perte nette de 1,037 G\$ pour le quatrième trimestre de 2012. Le résultat net du trimestre écoulé rend compte de l'incidence favorable d'un ajustement après impôt de 69 M\$ attribuable à l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur qui a été apporté en vue de réduire les coûts précédemment estimés qui avaient été comptabilisés au premier trimestre de 2013. En raison de l'accélération des activités liées à l'abandon du projet et d'une réaffectation des ressources, la Société a révisé à la baisse les coûts liés à la décision de suspendre le projet. La perte nette inscrite pour le quatrième trimestre de 2012 tenait compte d'une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet de l'usine de valorisation Voyageur.

Le secteur Sables pétrolifères a contribué à hauteur de 351 M\$ au résultat opérationnel, tandis que le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères y a contribué à hauteur de 49 M\$. Malgré des volumes de production record, le résultat opérationnel du secteur Sables pétrolifères a reculé en raison de la hausse des charges opérationnelles, des charges liées aux redevances et de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, ainsi qu'en raison de la baisse des prix moyens obtenus. La diminution du résultat opérationnel du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères enregistrée au quatrième trimestre de 2013 est principalement attribuable à la hausse des charges liées aux redevances et des charges opérationnelles.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 1,110 G\$ au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 1,090 G\$ au quatrième trimestre de 2012. Cette hausse tient à l'accroissement des volumes de production, lequel a toutefois été partiellement contrebalancé par l'augmentation des charges opérationnelles et des charges liées aux redevances.

Résultat opérationnel

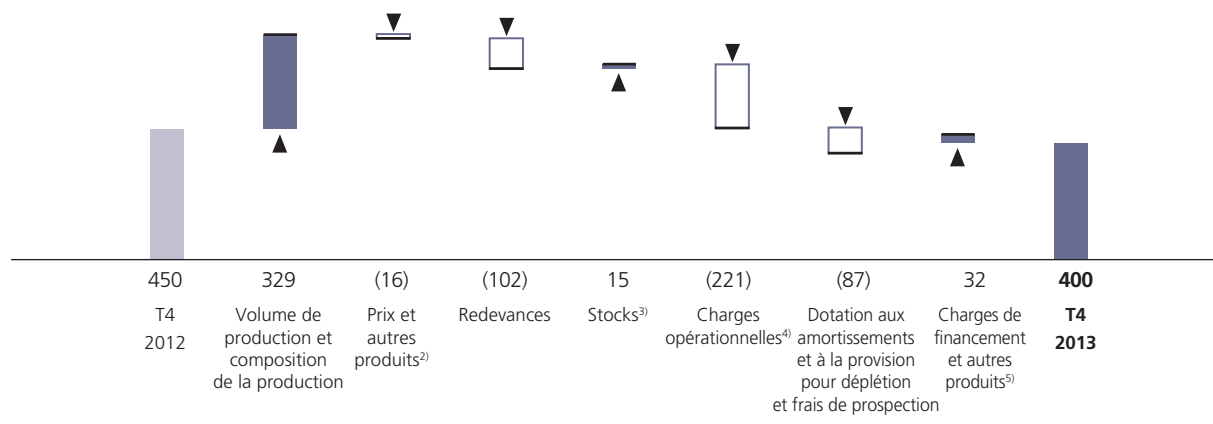
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Résultat net présenté	469	(1 037)	2 040	468
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur	(69)	—	58	—
Perte de valeur comptabilisée à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur	—	1 487	—	1 487
Incidence des ajustements de taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	—	70
Résultat opérationnel ¹⁾	400	450	2 098	2 025

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

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, y compris les produits achetés qui serviront de diluant.
- 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 de production et composition de la production 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)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	301,5	281,1	282,6	276,7
Bitume non valorisé	108,1	61,7	77,9	48,1
Sables pétrolifères	409,6	342,8	360,5	324,8
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	36,9	35,9	32,0	34,4
Total	446,5	378,7	392,5	359,2

1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor. Le pétrole brut synthétique et le diesel provenant des usines de valorisation de Suncor représentent environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	317,4	269,6	269,8	266,2
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	475,4	405,5	413,6	412,3
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,67	0,66	0,65	0,65
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	154,1	123,4	143,4	104,0
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	28,3	27,9	28,5	27,0
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	182,4	151,3	171,9	131,0
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	3,1	3,5	3,3	3,4
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,6	2,6	2,6	2,4

Le secteur Sables pétrolifères a continué à battre des records au cours du quatrième trimestre de 2013, ses volumes de production s'étant établis en moyenne à 409 600 b/j, contre 342 800 b/j pour le quatrième trimestre de 2012. Cette augmentation s'explique essentiellement par l'accroissement de la production à Firebag et par la mise en service, au troisième trimestre de 2013, des infrastructures liées au bitume chaud, qui comprennent un pipeline isolé, des installations de refroidissement et de mélange du bitume ainsi que des installations permettant d'importer du diluant produit par des tiers. Toutefois, la production a fléchi durant le trimestre en raison d'un arrêt survenu aux installations de gaz naturel d'un tiers et des problèmes d'approvisionnement en gaz naturel qui en ont résulté dans la région de Fort McMurray. Les capacités de valorisation et de production de vapeur à Firebag de Suncor ont été réduites durant cet arrêt de production, et la production de vapeur demeure réduite depuis le début de la période de perturbation de l'approvisionnement. Ces événements se sont traduits par un manque à gagner de quelque 15 000 b/j pour le quatrième trimestre de 2013. L'offre de gaz naturel devrait demeurer réduite jusqu'à la fin du premier trimestre de 2014 d'ici à ce que l'exploitant tiers termine son enquête et mène les travaux de remise en état requis.

Le volume des produits valorisés a augmenté pour s'établir en moyenne à 301 500 b/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 281 100 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse tient à la fiabilité accrue des installations observée au quatrième trimestre de 2013, celles-ci ayant fait l'objet de travaux de maintenance planifiés et non planifiés au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Toutefois, malgré la grande fiabilité de

l'ensemble des installations, la production du quatrième trimestre de 2013 s'est ressentie des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard de la tour de distillation sous vide et des unités connexes de l'usine de valorisation 2, ainsi que des travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard d'une unité de cokéfaction. La production de bitume non valorisé s'est accrue pour atteindre en moyenne 108 100 b/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 61 700 b/j au quatrième trimestre de 2012, ce qui s'explique par l'augmentation de la production à Firebag et la mise en service de l'infrastructure destinée au bitume chaud, lesquelles ont permis d'accroître le volume de ventes de bitume non valorisé et ont donné une plus grande marge de manœuvre pendant les travaux de maintenance des installations de valorisation.

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a augmenté pour s'établir en moyenne à 317 400 b/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 269 600 b/j au quatrième trimestre de 2012. La quantité de minerai extrait s'est accrue par suite de la réalisation d'activités de désengorgement comme la mise en place des infrastructures liées au bitume chaud, lesquelles ont permis à la Société de lever les obstacles à l'extraction minière au troisième trimestre de 2013, et le récent achèvement des projets d'extraction secondaire qui ont permis d'améliorer la souplesse opérationnelle liée au procédé d'extraction. Au quatrième trimestre de 2012, la quantité de minerai extraite avait été réduite compte tenu des travaux de maintenance visant les installations de valorisation.

La production de bitume tirée des activités *in situ* s'est établie en moyenne à 182 400 b/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 151 300 b/j au quatrième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la production à Firebag. Les installations de production de Firebag fonctionnaient à plein régime au début du quatrième trimestre de 2013, les taux de production quotidiens atteignant environ 95 % de la capacité. Toutefois, à partir de la mi-octobre, la production a souffert de la réduction de l'approvisionnement en gaz naturel provenant d'un tiers, qui a entraîné une diminution de la génération de vapeur et de la production jusqu'à la fin du trimestre. À MacKay River, la production s'est accrue pour s'établir à 28 300 b/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 27 900 b/j au quatrième trimestre de 2012. Cet accroissement de la production s'explique par l'incidence qu'avaient eue les travaux de maintenance planifiés exécutés au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie en moyenne à 36 900 b/j au quatrième trimestre de 2013, ce qui correspond essentiellement à celle du quatrième trimestre de 2012, qui s'était établie à 35 900 b/j.

Volume des ventes et composition des ventes

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	103,2	82,3	91,5	93,8
Diesel	27,5	9,7	23,5	24,5
Pétrole brut synthétique sulfureux	166,1	174,4	166,0	161,1
Produits valorisés	296,8	266,4	281,0	279,4
Bitume non valorisé	115,0	57,3	76,0	44,5
Total	411,8	323,7	357,0	323,9

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 411 800 b/j au quatrième trimestre de 2013, en hausse par rapport à celui de 323 700 b/j enregistré au quatrième trimestre de 2012, en raison principalement de la hausse des volumes de production et de l'augmentation de la capacité de transport du bitume non valorisé. La composition des ventes de pétrole brut synthétique a été plus favorable au quatrième trimestre de 2013 qu'au trimestre

correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le plus grand volume de travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés au quatrième trimestre de 2012.

Stocks

Le niveau des stocks s'est stabilisé au cours du quatrième trimestre de 2013, à la suite de la constitution de stocks importants qui avait suivi la mise en place d'une nouvelle infrastructure au réseau de stockage et de logistique.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	97,88	93,27	104,22	96,95
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	59,45	68,96	72,67	72,93
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	71,64	75,87	82,83	81,69
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(30,67)	(11,54)	(18,09)	(12,44)
Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	92,26	90,90	99,82	92,69
Syncrude, par rapport au WTI	(10,05)	3,38	(1,10)	(1,50)

Le prix de vente moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 71,64 \$/b au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 75,87 \$/b au quatrième trimestre de 2012, en raison principalement d'une plus grande proportion de ventes de bitume et de l'élargissement des écarts de prix du pétrole, en partie compensés par la hausse des cours du WTI et par l'incidence de l'appréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Au quatrième trimestre de 2013, les prix moyens obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux et le diesel ont augmenté, en raison de la hausse des prix du diesel, partiellement contrebalancée par la diminution du prix obtenu pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux, lequel s'est vendu moyennant un escompte considérable par rapport au prix du WTI, alors qu'il s'était vendu à prime durant le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'élargissement des écarts de prix entre le WCS et le WTI a contribué à la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux et le bitume au quatrième trimestre de 2013 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2013 qu'au quatrième trimestre de 2012, en raison essentiellement de la hausse de la production et de l'augmentation du montant des redevances à payer selon le calcul prescrit par la méthode d'évaluation du bitume. En décembre 2013, Suncor a conclu un accord avec le gouvernement de l'Alberta concernant plusieurs questions non résolues liées à son entente de modification des redevances respectives conclue en 2008. Le règlement définitif de ces questions n'a pas eu d'incidence significative sur les résultats de la Société.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2013 qu'au quatrième trimestre de 2012, en raison d'une hausse des charges opérationnelles décaissées. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des charges opérationnelles décaissées » ci-après pour obtenir plus de précisions.

Les frais de transport ont été plus élevés au quatrième trimestre de 2013 qu'au quatrième trimestre de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse du volume de production et de ventes de bitume, qui a notamment entraîné des coûts supplémentaires résultant de l'augmentation des importations de diluant.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a été plus élevée au quatrième trimestre de 2013 qu'au quatrième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la valeur des actifs par suite de l'entrée en service de nouveaux actifs après la clôture du quatrième trimestre de 2012, notamment certaines installations dans le cadre de la quatrième phase de Firebag, les infrastructures destinées au bitume chaud, les nouveaux contrats de location et les coûts associés aux travaux de révision effectués à l'usine de valorisation 1 au deuxième trimestre de 2013. En outre, certains actifs dont l'utilisation n'est plus envisagée ont été décomptabilisés au quatrième trimestre de 2013.

Rapprochement des charges opérationnelles décaissées¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 641	1 309	5 837	5 365
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(142)	(137)	(536)	(513)
Coûts non liés à la production ²⁾	(63)	(50)	(267)	(328)
Autres ³⁾	(47)	76	(165)	(129)
Charges opérationnelles décaissées	1 389	1 198	4 869	4 395
Charges opérationnelles décaissées (\$/b)	36,85	38,00	37,00	37,05

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 document.

2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les coûts liés au redémarrage ou au report de projets de croissance, les frais de recherche, les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et le coût des charges d'alimentation liés au gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire.

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

Par baril, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 36,85 \$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 38,00 \$ pour le quatrième trimestre de 2012. Cette diminution des charges opérationnelles décaissées par baril est attribuable à la hausse des volumes de production, en partie contrebalancée par l'augmentation des charges opérationnelles décaissées. Le total des charges opérationnelles décaissées a été plus élevé que ce qui était prévu au départ, ce qui s'explique en partie par le plus grand volume de travaux de maintenance auxquels la Société a procédé afin d'assurer la fiabilité et l'efficacité opérationnelles de ses activités minières durant la période d'intensification des activités d'extraction. Le total des charges opérationnelles décaissées a également augmenté par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des coûts supplémentaires qui ont été engagés par suite de l'accroissement des activités, notamment dans le cadre de la quatrième phase de Firebag, ainsi qu'en raison des coûts supplémentaires qui ont été engagés par suite de l'accroissement de la production minière, de l'augmentation des prix du gaz naturel et de la consommation de gaz naturel, ainsi que de l'incidence favorable moindre qu'ont eue les ventes d'électricité étant donné la baisse des prix de l'énergie.

Projet de l'usine de valorisation Voyageur

Au cours du premier trimestre de 2013, Suncor a annoncé l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Cette décision a été prise à la lumière d'un examen des paramètres stratégiques et économiques du projet entrepris par Suncor et son partenaire de projet, Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P »), à la suite d'une détérioration des conditions de marché susceptible de mettre en péril la viabilité du projet sur le plan économique. Suncor a acquis, pour une contrepartie de 515 M\$, la participation que détenait Total E&P dans Voyageur Upgrader Limited Partnership (« VULP ») dans le but d'obtenir le contrôle exclusif des actifs du partenariat, lesquels comprennent des installations de mélange et de mise en réservoir du bitume chaud qui permettent d'accroître la souplesse logistique et la capacité de stockage requises en vue des activités en pleine expansion du secteur Sables pétrolifères de la Société.

Au quatrième trimestre de 2013, Suncor a revu à la baisse les coûts estimatifs liés à l'abandon du projet pour le faire passer de 127 M\$ à 58 M\$, en raison de l'accélération des activités liées à l'abandon du projet et d'une réaffectation des ressources.

Travaux de maintenance planifiés

La Société ne prévoit pas mener de travaux de révision ou de maintenance planifiée d'envergure en 2014. Elle compte procéder à des travaux de maintenance périodiques à l'égard de trois unités de cokéfaction pendant l'année. Les prévisions de la Société pour 2014 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Produits bruts	1 407	1 565	6 363	6 476
Moins les redevances	(172)	(464)	(1 146)	(1 631)
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	1 235	1 101	5 217	4 845
Résultat net	(101)	148	1 000	138
Résultat opérationnel ¹⁾				
Côte Est du Canada	132	83	563	422
International	121	50	567	538
Amérique du Nord (activités terrestres)	(14)	10	80	(110)
	239	143	1 210	850
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	552	529	2 316	2 227

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 document.

Le secteur Exploration et production a inscrit une perte nette de 101 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison d'un bénéfice net de 148 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012. La perte nette inscrite pour le quatrième trimestre de 2013 tient compte de pertes de valeur après impôt de 563 M\$ liées aux actifs en Syrie et en Libye et aux actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), en partie contrebalancées par la comptabilisation d'un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques après impôt de 223 M\$ se rapportant aux actifs de la Société en Syrie. Le résultat net inscrit pour le quatrième trimestre de 2012 tenait compte d'un montant net après impôt de 177 M\$ découlant de la reprise d'une perte de valeur liée aux actifs en Syrie, qui avait été presque entièrement contrebalancée par une charge

après impôt de 172 M\$ comprenant des pertes de valeur d'actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) et du secteur Côte Est du Canada et par une provision liée aux engagements futurs estimatifs relatifs à la capacité pipelinrière inutilisée du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

Le secteur Exploration et production a inscrit un bénéfice opérationnel de 239 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 143 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012. Le secteur Côte Est du Canada a inscrit un bénéfice opérationnel de 132 M\$, en hausse en raison principalement de l'accroissement du volume des ventes, les niveaux des stocks ayant diminué au cours du trimestre, et de l'augmentation des prix obtenus, en partie contrebalancés par l'augmentation des charges liées aux redevances et de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion s'y rapportant et par la hausse des charges opérationnelles liées à la réparation d'une chaîne de mouillage à Terra Nova. Le résultat opérationnel du secteur International, qui s'est établi à 121 M\$, a progressé grâce à l'accroissement des volumes de production à Buzzard et à l'augmentation des prix moyens obtenus, partiellement contrebalancés par l'arrêt de la production en Libye et par l'augmentation du montant inscrit au titre de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des frais de prospection. Le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) a quant à lui inscrit une perte opérationnelle de 14 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison d'un bénéfice opérationnel de 10 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont augmenté pour se chiffrer à 552 M\$ au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 529 M\$ au quatrième trimestre de 2012, en raison des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel, partiellement contrebalancés par la comptabilisation, au quatrième trimestre de 2013, d'une charge d'impôt exigible additionnelle liée aux activités de la Société au Canada.

Résultat opérationnel

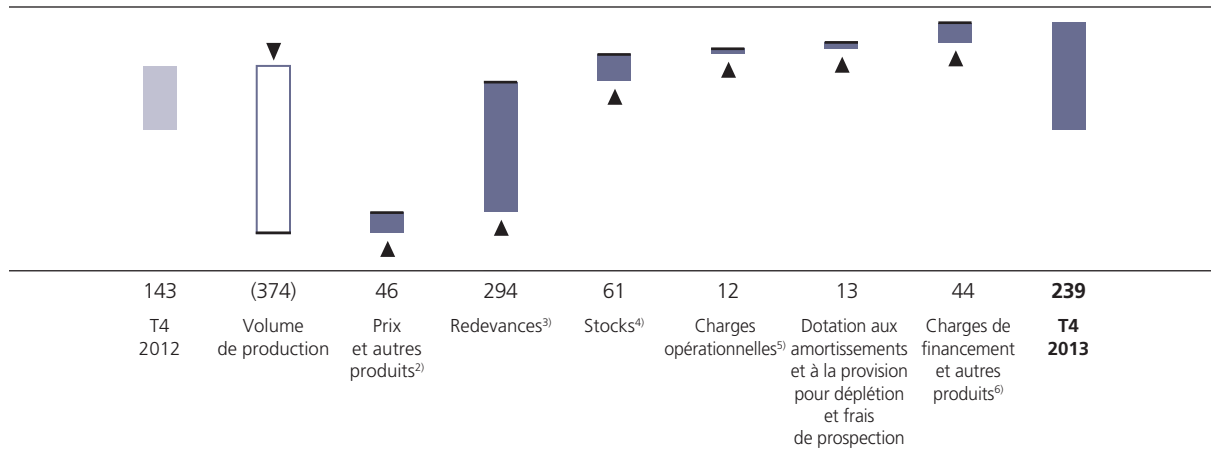
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	2012	2013	2012
Résultat net présenté	(101)	148	1 000	138
Pertes de valeur (compte tenu des reprises), sorties et provisions	563	(5)	563	689
Comptabilisation d'un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques	(223)	—	(223)	—
Profit découlant de cessions importantes	—	—	(130)	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	—	23
Résultat opérationnel ¹⁾	239	143	1 210	850

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

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 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 de production 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		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	2012	2013	2012
Volumes de production (kbep/j)	111,6	177,8	169,9	189,9
Côte Est du Canada (kb/j)	46,3	48,3	56,2	46,5
International (kbep/j)	60,8	79,7	76,4	89,5
Amérique du Nord (activités terrestres) (Mpi ³ e/j)	27	299	224	323
Composition (liquides/gaz) (%)	96/4	75/25	80/20	74/26
Côte Est du Canada	100/0	100/0	100/0	100/0
International	98/2	99/1	98/2	99/1
Amérique du Nord (activités terrestres)	36/64	12/88	14/86	10/90

La production du secteur Côte Est du Canada s'est établie en moyenne à 46 300 b/j au quatrième trimestre de 2013, contre 48 300 b/j au quatrième trimestre de 2012.

- La production de Terra Nova s'est établie en moyenne à 5 600 b/j, comparativement à 2 200 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production de ces deux trimestres s'est ressentie de la réalisation d'importants programmes de maintenance. Au quatrième trimestre de 2013, plus précisément au début de décembre, la Société a achevé le programme de maintenance hors station d'une durée de 10 semaines entrepris à Terra Nova, qui comprenait la réparation d'une chaîne de mouillage endommagée, des travaux de maintenance préventifs sur les huit autres chaînes ainsi que des travaux de maintenance périodiques planifiés. La production est retournée à des taux normaux à la mi-décembre.
- La production d'Hibernia s'est établie en moyenne à 25 800 b/j, en baisse par rapport à celle de 29 100 b/j enregistrée pour le quatrième trimestre de 2012, en raison des travaux de maintenance non planifiés réalisés au quatrième trimestre de 2013.
- La production de White Rose s'est établie en moyenne à 14 900 b/j, en baisse par rapport à celle de 17 000 b/j enregistrée pour le quatrième trimestre de 2012, en raison des retards liés au forage de puits de développement qui étaient destinés à compenser les baisses de production enregistrées en 2013 et de l'interruption de service occasionnée par les travaux de raccordement réalisés dans le cadre du projet d'extension sud de White Rose.

La production du secteur International s'est établie en moyenne à 60 800 bep/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 79 700 bep/j au quatrième trimestre de 2012.

- La production provenant de la Libye s'est établie en moyenne à 1 000 b/j, en baisse comparativement à celle de 44 400 b/j enregistrée pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique, laquelle a entraîné la fermeture des terminaux d'exportation des ports de mer de l'est de la Libye. Suncor n'a pas accru sa production en Libye depuis mai 2013, mais a poursuivi son programme de prospection pendant le trimestre.
- La production provenant de Buzzard s'est établie en moyenne à 59 800 bep/j, en hausse par rapport à celle de 35 300 bep/j enregistrée pour le même trimestre en 2012, ce qui tient essentiellement à l'incidence des travaux de maintenance planifiés et des retards de redémarrage qui avaient eu lieu au cours du quatrième trimestre de 2012. Par comparaison, le quatrième trimestre de 2013 a été marqué par l'absence de travaux de maintenance planifiés, par l'excellente fiabilité des installations et par le bon rendement des gisements.

La production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) s'est établie en moyenne à 27 Mpi³e/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 299 Mpi³e/j au quatrième trimestre de 2012. Cette diminution est attribuable essentiellement à la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel, dont la clôture a eu lieu au troisième trimestre de 2013.

Vente d'activités liées au gaz naturel

Le 15 avril 2013, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de ses activités liées au gaz naturel conventionnel menées dans l'Ouest du Canada, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013. La transaction a été conclue le 26 septembre 2013 et a rapporté à la Société un produit de 1 G\$, compte non tenu des ajustements de clôture et des autres frais de clôture, ce qui a donné lieu à un profit après impôt de 130 M\$ tiré de la vente. La vente excluait la majorité des biens gaziers non conventionnels que Suncor détient dans la région de Kobes, en Colombie-Britannique, de même que ses biens pétroliers non conventionnels situés dans la région de Wilson Creek, dans le centre de l'Alberta.

Prix obtenus

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances				
Exploration et production	111,99	83,87	91,44	84,05
Côte Est du Canada (\$/b)	116,48	108,37	112,39	112,15
International (\$/bep)	108,53	106,34	107,57	108,22
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi ³ e)	6,92	4,02	4,74	3,28

Bien que les prix de référence du brut Brent aient été essentiellement les mêmes qu'au quatrième trimestre de 2012, les prix obtenus pour la production provenant du secteur Côte Est du Canada et du secteur International ont été plus élevés en raison de l'appréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien. Les prix obtenus par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont été plus élevés en raison surtout de la plus grande proportion de liquides de gaz naturel vendue et de la hausse des prix de référence du gaz naturel.

Redevances

Les redevances du secteur Exploration et production ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2013 qu'au quatrième trimestre de 2012, en raison principalement de la diminution de la production provenant de la Libye et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres), partiellement contrebalancée par l'augmentation des prix obtenus par le secteur Côte Est du Canada.

Stocks

Au cours du quatrième trimestre de 2013, la Société a dû puiser dans les stocks qui avaient été constitués à la fin du troisième trimestre de 2013 en raison du moment de l'arrivée des pétroliers-navettes sur la Côte Est du Canada. En comparaison, la Société avait constitué des stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, à la suite de l'exécution de travaux de maintenance planifiés.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2013 qu'au quatrième trimestre de 2012, en raison surtout de la diminution des charges du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) qui a découlé de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel, partiellement contrebalancée par la hausse des charges liées aux travaux de maintenance qui ont été entrepris par le secteur Côte Est du Canada pour réparer une chaîne de mouillage à Terra Nova.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont diminué au quatrième trimestre de 2013 par rapport au quatrième trimestre de 2012. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a légèrement diminué en raison principalement de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel, partiellement contrebalancée par l'accroissement de la production à Buzzard et par la hausse de la valeur des actifs amortissables. Les frais de prospection sont demeurés essentiellement les mêmes qu'au quatrième trimestre de 2012, en raison des sorties de puits d'exploitation comptabilisées durant ces deux trimestres.

Les charges de financement et autres produits ont eu une incidence positive sur le résultat, en raison principalement des profits de change qui ont été comptabilisés au quatrième trimestre de 2013 et de la diminution de la charge de désactualisation liée à la provision pour démantèlement et remise en état du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) qui a résulté de la cession.

Pertes de valeur et ajustements des provisions connexes

Syrie

Depuis décembre 2011, Suncor ne mène plus d'activités en Syrie et ne s'acquitte plus de ses obligations contractuelles à cet égard, après avoir déclaré un cas de force majeure en raison de l'agitation politique que connaît ce pays et des sanctions internationales qui lui ont été imposées. Comme le conflit politique n'est toujours pas réglé et qu'il existe une incertitude grandissante quant à la probabilité de reprise de ses activités dans ce pays, Suncor a réduit la valeur comptable résiduelle de ses actifs syriens, ce qui s'est traduit par la comptabilisation d'une perte de valeur après impôt de 422 M\$ au quatrième trimestre de 2013.

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a reçu un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques et l'a comptabilisé à titre de provision à long terme afin de tenir compte de la possibilité qu'elle doive le rembourser advenant la reprise de ses activités en Syrie. Au quatrième trimestre de 2013, compte tenu de l'incertitude persistante quant à la probabilité qu'elle reprenne ses activités en Syrie, Suncor a comptabilisé en résultat net le produit de 300 M\$ (223 M\$ après impôt) qu'elle avait tiré des instruments d'atténuation des risques.

Libye

La récente agitation politique en Libye a entraîné la fermeture des terminaux d'exportation des ports de mer de l'est de la Libye et contraint la Société à interrompre ses activités de production dans ce pays durant la deuxième moitié de 2013. Comme la situation ne s'était pas améliorée à la fin de 2013, la Société a procédé à un test de dépréciation en se fondant sur une estimation des flux de trésorerie nets futurs reposant sur différents scénarios possibles, lequel test s'est soldé par la comptabilisation d'une perte de valeur après impôt de 101 M\$ au quatrième trimestre de 2013.

Au 31 décembre 2013, la valeur comptable des actifs nets de la Société en Libye s'établissait à environ 570 M\$.

Amérique du Nord (activités terrestres)

Au quatrième trimestre, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 40 M\$ liée aux biens de son secteur Amérique du Nord (activités terrestres), après avoir procédé à une estimation des flux de trésorerie nets futurs qui tenait compte des résultats des travaux de forage récents, des données sur les réserves mises à jour, des hypothèses concernant les coûts et des prix prévisionnels.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance périodiques annuels planifiés à Terra Nova et à White Rose au troisième trimestre de 2014 et à Buzzard aux deuxième et troisième trimestres de 2014. Les répercussions de ces travaux de maintenance sur la production ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2014.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION**Principales données financières**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Produits opérationnels	6 545	6 507	26 658	26 220
Résultat net	458	450	2 022	2 137
Résultat opérationnel ¹⁾				
Activités de raffinage et d'approvisionnement	418	386	1 758	1 877
Activités de commercialisation	40	64	264	275
	458	450	2 022	2 152
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	534	634	2 618	3 138

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

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un bénéfice net et un bénéfice opérationnel de 458 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison d'un bénéfice net et d'un bénéfice opérationnel de 450 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012.

Les activités de raffinage et d'approvisionnement ont contribué à hauteur de 418 M\$ au résultat opérationnel du quatrième trimestre de 2013, ce qui représente une hausse par rapport à la même période en 2012. Cette hausse résulte principalement de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres, en partie contrebalancé par la diminution des marges de craquage de référence qui a découlé du rétrécissement de l'écart de prix entre le WTI et le Brent et par le fléchissement des volumes de production. L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 40 M\$ au quatrième trimestre de 2013, en baisse par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des marges dégagées sur les ventes de lubrifiants et de l'augmentation des charges opérationnelles, en partie contrebalancées par l'augmentation des marges dégagées sur les ventes au détail et les ventes en gros.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation se sont chiffrés à 534 M\$ au quatrième trimestre de 2013, contre 634 M\$ au quatrième trimestre de 2012. Cette baisse est principalement attribuable à la comptabilisation, pour le trimestre, d'une charge d'impôt exigible additionnelle liée aux activités menées par la Société au Canada, atténuée par les facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel.

Résultat opérationnel

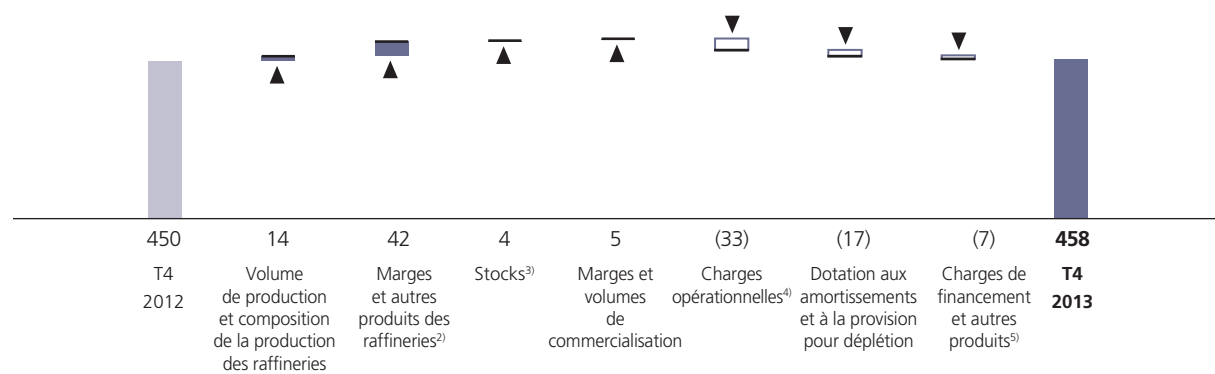
Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Résultat net présenté	458	450	2 022	2 137
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	—	15
Résultat opérationnel ¹⁾	458	450	2 022	2 152

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

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		Périodes de 12 mois closes	
	2013	31 décembre 2012	2013	les 31 décembre 2012
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	182,4	202,3	201,7	197,7
Ouest de l'Amérique du Nord	236,6	234,7	229,6	233,7
Total	419,0	437,0	431,3	431,4
Taux d'utilisation des raffineries^{1),2)} (%)				
Est de l'Amérique du Nord	82	91	91	89
Ouest de l'Amérique du Nord	99	101	96	100
Total	91	96	94	95
Ventes de produits raffinés (en milliers de m³/j)				
Essence	40,0	39,9	39,3	40,2
Distillat	32,3	33,9	33,4	31,0
Autres	11,7	13,2	13,7	14,4
Total	84,0	87,0	86,4	85,6

- 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.

Le taux d'utilisation global des raffineries a fléchi pour s'établir à 91 % au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 96 % au quatrième trimestre de 2012. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 236 600 b/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 234 700 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent, grâce essentiellement à l'excellente fiabilité de la raffinerie de Commerce City, en partie neutralisée par les répercussions des travaux de maintenance non planifiés exécutés à la raffinerie d'Edmonton au cours du trimestre. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord a diminué pour s'établir à 182 400 b/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 202 300 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent, en raison des travaux de maintenance planifiés exécutés aux raffineries de Sarnia et de Montréal au cours du quatrième trimestre de 2013; l'incidence de cette diminution du volume traité a toutefois été en partie contrebalancée par une composition plus favorable des produits, des travaux de maintenance non planifiés ayant nui à la composition des produits du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les ventes totales ont diminué pour se chiffrer à 84 000 m³/j au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de 87 000 m³/j au quatrième trimestre de 2012, ce qui rend compte du fléchissement des volumes de production.

Prix et marges

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

- Au quatrième trimestre de 2013, les écarts de prix du pétrole provenant de l'intérieur des terres par rapport au WTI ont atteint leur plus haut niveau en quelques années, ce qui a entraîné une augmentation des marges de raffinage par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

- Cependant, le rétrécissement des écarts de prix entre le Brent et le WTI observé au quatrième trimestre de 2013 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent a entraîné une diminution des marges de craquage de référence au cours du trimestre. Les marges de craquage de référence ont été nettement moins élevées qu'au quatrième trimestre de l'exercice précédent pour l'ensemble des régions où la Société vend des produits raffinés.
- Au quatrième trimestre de 2013, la baisse généralisée des prix du pétrole brut a eu une incidence défavorable d'environ 142 M\$ sur le résultat après impôt, tandis qu'elle avait eu une incidence défavorable d'environ 104 M\$ sur le résultat après impôt au quatrième trimestre de 2012.

Les marges de commercialisation ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2013 qu'au quatrième trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'augmentation des marges dégagées sur les ventes au détail et les ventes en gros, partiellement neutralisée par la diminution des marges dégagées sur les ventes de lubrifiants.

Charges et autres facteurs

Les charges opérationnelles ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2013 qu'au quatrième trimestre de 2012, en raison principalement de l'augmentation des prix de l'énergie et de la consommation énergétique, de la hausse des frais de transport et de la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au quatrième trimestre de 2013 par suite des acquisitions d'actifs réalisées depuis le quatrième trimestre de 2012, ce qui comprend notamment les coûts liés aux travaux de maintenance planifiés exécutés en 2013.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit entreprendre, au premier trimestre de 2014, des travaux de maintenance planifiés d'une durée d'environ trois semaines à la raffinerie de Commerce City. La raffinerie de Montréal fera quant à elle l'objet de travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines au deuxième trimestre de 2014, et de travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines vers la fin du troisième trimestre de 2014. Quant à la raffinerie d'Edmonton, elle nécessitera des travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines, qui seront menés au deuxième trimestre de 2014, ainsi que des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines, qui auront lieu au troisième trimestre de 2014.

Les répercussions de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2014.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	2012	2013	2012
Résultat net	(383)	(135)	(1 151)	(3)
Résultat opérationnel ¹⁾				
Énergie renouvelable	22	15	72	57
Négociation de l'énergie	(5)	33	116	147
Siège social	(174)	(146)	(785)	(468)
Éliminations	33	43	(33)	84
	(124)	(55)	(630)	(180)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	154	(25)	(78)	(39)

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 document.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte nette de 383 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison d'une perte nette de 135 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012. Au cours du quatrième trimestre de 2013, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à une perte de change latente après impôt sur la dette libellée en dollars américains de 259 M\$, en comparaison de 80 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles de 154 M\$ au quatrième trimestre de 2013, en comparaison de flux de trésorerie affectés aux activités opérationnelles de 25 M\$ au quatrième trimestre de 2012. Cette différence est principalement attribuable aux profits réalisés qui ont découlé des stratégies de négociation de l'énergie, de même qu'au produit d'impôt sur le résultat supplémentaire comptabilisé au quatrième trimestre de 2013 à l'égard des activités menées par la Société au Canada.

Résultat opérationnel

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte opérationnelle de 124 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison d'une perte opérationnelle de 55 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012.

Rapprochement du résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Résultat net	(383)	(135)	(1 151)	(3)
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	259	80	521	(157)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	—	—	(20)
Résultat opérationnel ¹⁾	(124)	(55)	(630)	(180)

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

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	128	109	430	429
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	107	110	415	413

Au quatrième trimestre de 2013, les actifs liés à l'énergie renouvelable de Suncor ont contribué à hauteur de 22 M\$ au résultat opérationnel, tandis qu'ils y avaient contribué à hauteur de 15 M\$ au quatrième trimestre de 2012. Cette progression résulte principalement de l'augmentation des marges dégagées sur la production d'éthanol, partiellement neutralisée par la légère diminution des volumes de production d'éthanol. Le résultat opérationnel généré par les activités liées à l'énergie éolienne de la Société a affiché une légère baisse, ce qui s'explique par la baisse des prix de l'électricité en Alberta, contrebalancée partiellement par la hausse de la production au quatrième trimestre de 2013.

Négociation de l'énergie

Au quatrième trimestre de 2013, les activités liées à la négociation de l'énergie ont généré une perte nette de 5 M\$, en comparaison d'un résultat net de 33 M\$ au quatrième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par les pertes qui ont résulté des stratégies de négociation du pétrole brut de la Société.

Siège social

Le siège social a inscrit une perte opérationnelle de 174 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013, en comparaison d'une perte opérationnelle de 146 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012. Ce recul est principalement attribuable à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour le trimestre, à l'augmentation des charges de financement qui a découlé de la conclusion de nouveaux contrats de location, à la diminution des intérêts inscrits à l'actif et aux dépenses supplémentaires affectées au projet d'amélioration des processus mis en œuvre à l'échelle de la Société. Au quatrième trimestre de 2013, la Société a incorporé une tranche de 98 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 143 M\$ au quatrième trimestre de 2012. Cette baisse s'explique par la diminution du nombre de projets majeurs en 2013.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et approvisionnement. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé un profit intersectoriel après impôt de 33 M\$ représentant un profit qui avait été précédemment éliminé, en comparaison de 43 M\$ au quatrième trimestre de 2012.

5. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Sables pétrolifères	890	1 574	4 311	4 957
Exploration et production	390	353	1 483	1 261
Raffinage et commercialisation	445	250	890	644
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	48	26	93	95
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 773	2 203	6 777	6 957
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	(98)	(143)	(397)	(587)
	1 675	2 060	6 380	6 370

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie¹⁾²⁾³⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2013			Période de 12 mois close le 31 décembre 2013		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	578	241	819	2 729	1 267	3 996
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	295	9	304	1 516	71	1 587
<i>In situ</i>	200	44	244	814	381	1 195
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	83	188	271	399	815	1 214
Exploration et production	30	335	365	151	1 250	1 401
Raffinage et commercialisation	357	86	443	770	120	890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	35	13	48	75	18	93
	1 000	675	1 675	3 725	2 655	6 380

- 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 quatrième trimestre de 2013, Suncor a affecté un montant de 1,675 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection (compte non tenu des intérêts capitalisés). Les activités menées au cours du quatrième trimestre de 2013 comprennent 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 304 M\$ au quatrième trimestre de 2013, dont 295 M\$ en dépenses en immobilisations de maintien et 9 M\$ en dépenses en immobilisations de croissance. Les dépenses en immobilisations du trimestre ont été affectées notamment aux travaux de maintenance planifiés de la tour de distillation sous vide de l'usine de valorisation 2 et des unités connexes. La Société continue de faire progresser les travaux entrepris pour assurer la fiabilité et le maintien, notamment la construction des actifs destinés à soutenir les travaux liés au procédé de gestion des résidus, et les activités visant à réduire l'utilisation d'eau douce, y compris l'aménagement d'une usine de traitement de l'eau.

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 244 M\$. De ce montant, 44 M\$ ont été affectés à des projets de croissance. Les activités de croissance *in situ* entreprises depuis la réalisation de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag et la mise en service des infrastructures destinées au bitume chaud se rapportent à des projets de désengorgement à faible coût. Au quatrième trimestre de 2013, la Société a fait avancer le projet de désengorgement portant sur les installations de Mackay River, qui vise à accroître la capacité de production totale d'environ 20 % pour la porter à 38 000 b/j d'ici 2015.

Les dépenses en immobilisations de maintien ont totalisé 200 M\$ et ont été affectées aux activités de conception, d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction en cours portant sur les plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir. Des dépenses en immobilisations ont également été affectées au programme de forage de puits intercalaires à Firebag.

Coentreprises des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 271 M\$. De ce montant, 188 M\$ ont été affectés à des dépenses en immobilisations de croissance et 83 M\$, à des dépenses en immobilisations de maintien. Les dépenses en immobilisations de croissance rendent compte de l'accroissement des dépenses liées au projet Fort Hills qui a suivi l'autorisation du projet au quatrième trimestre de 2013. Les dépenses d'investissement engagées au cours du trimestre ont continué de porter principalement sur les travaux de conception, la préparation du site et l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison.

Suncor et les copropriétaires du projet d'exploitation minière Joslyn ont continué de se concentrer sur les travaux liés à la conception et aux exigences réglementaires et comptent fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses dès qu'une date se précisera.

La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 83 M\$, ce qui comprend les dépenses liées au remplacement du train minier de la mine Mildred Lake et à la construction d'une installation de centrifugation. Les déplacements des trains miniers de la mine Aurora sont terminés, le premier train devant entrer en service en juillet 2013 et le deuxième train, au début d'octobre 2013.

Exploration et production

Au quatrième trimestre de 2013, des dépenses en immobilisations de croissance et des frais de prospection totalisant 335 M\$ ont été engagés pour faire avancer des projets de croissance. Les dépenses de croissance liées au projet Golden Eagle ont été affectées principalement à la préparation des travaux de forage qui devraient être amorcés au début de 2014. La production des premiers barils de pétrole issus de ce projet est attendue pour la fin de 2014 ou le début de 2015. À Hebron, les dépenses de croissance ont été affectées à l'élaboration de plans d'ingénierie détaillés et aux travaux de construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface, la production de pétrole devant commencer en 2017. Des dépenses de croissance ont également été affectées aux travaux liés à la mise en place des installations sous-marines de l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia et à la préparation des travaux de forage sous-marin liés à ce projet, lesquels ont été entrepris au début de 2014. Ce projet devrait permettre d'accroître la production globale d'Hibernia dès 2015. Quant au reste du projet d'extension sud de White Rose, les travaux d'ingénierie détaillés et l'acquisition d'équipement se sont poursuivis. La mise en place des installations sous-marines relatives à ce projet devrait être achevée en 2014 et les premiers barils de pétrole sont attendus au quatrième trimestre de 2014.

La Société a poursuivi la mise en œuvre de son programme de forage exploratoire en Libye et a foré trois puits d'exploration au quatrième trimestre de 2013. Il a été déterminé que deux de ces trois puits étaient improductifs, de sorte que les coûts s'y rapportant ont été imputés aux frais de prospection au quatrième trimestre de 2013. La Société a également pris part au forage du puits d'exploration Lily, dans la portion britannique de la mer du Nord, et au forage du puits d'appréciation Butch East, au large de la Norvège. Il a été déterminé que le puits Lily était improductif, de sorte que les coûts s'y rapportant ont été imputés aux frais de prospection au quatrième trimestre de 2013. Le forage du puits Butch East s'est poursuivi en 2014.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations, qui se sont élevées à 443 M\$, se rapportent principalement au maintien des activités existantes et aux mesures entreprises pour améliorer la fiabilité au moyen de travaux de maintenance planifiés, et elles comprennent des coûts liés à des travaux de maintenance planifiés exécutés aux raffineries de Sarnia et de Montréal au quatrième trimestre de 2013. Le secteur Raffinage et commercialisation a continué d'axer ses dépenses de croissance sur des projets visant à préparer la raffinerie de Montréal en vue de la réception et le traitement du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres de la Société. Les travaux de construction d'une installation de déchargement ferroviaire visant à permettre le transport ferroviaire du pétrole brut provenant des terres vers la raffinerie de Montréal ont été achevés au quatrième trimestre de 2013.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	2013	2012
Rendement du capital investi ¹⁾ (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	11,5	7,2
Compte tenu des projets majeurs en cours	9,9	5,8
Ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾ (en nombre de fois)	0,7	0,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	9,5	7,9
Base des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ^{2),4)}	16,8	17,7

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

Activités de financement

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 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 décembre 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 décembre 2013	31 décembre 2012
Dettes à court terme	798	775
Tranche courante de la dette à long terme	457	311
Dettes à long terme	10 203	9 938
Dettes totales	11 458	11 024
Moins la trésorerie et ses équivalents	5 202	4 385
Dettes nettes	6 256	6 639
Capitaux propres	41 180	39 215
Dettes totales majorées des capitaux propres	52 638	50 239
Ratio dettes totales/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	22	22

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre et période de 12 mois clos le 31 décembre 2013	
	T4	CUM
Dettes nettes à l'ouverture de la période	5 793	6 639
Augmentation (diminution) de la dette nette	463	(383)
Dettes nettes au 31 décembre 2013	6 256	6 256
Diminution (augmentation) de la dette nette		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 350	9 412
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres placements	(1 776)	(6 795)
Acquisition	—	(515)
Produit des cessions	33	943
Sortie d'un contrat relatif aux pipelines	(76)	(76)
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(265)	(983)
Rachat d'actions ordinaires	(550)	(1 675)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	80	598
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	(259)	(526)
	(463)	383

Rachats d'actions

Le 5 août 2013, Suncor a lancé une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat, Suncor est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 1,8 G\$ entre le 5 août 2013 et le 4 août 2014, et elle a convenu de ne pas racheter plus de 66 414 828 actions ordinaires, ce qui représente environ 4 % du flottant d'actions ordinaires émises et en circulation au 29 juillet 2013. Dans le cadre de l'offre publique de rachat, Suncor a racheté 24,4 millions d'actions ordinaires, pour une contrepartie totale de 893 M\$, au 31 décembre 2013, dont une tranche de 14,9 millions d'actions ordinaires ont été rachetées au cours du quatrième trimestre de 2013, pour une contrepartie totale de 550 M\$.

En date du 27 janvier 2014, la Société avait racheté une tranche supplémentaire de 4 853 510 actions au prix moyen de 37,10 \$ chacune, pour un coût de rachat total de 180 M\$.

Le 3 février 2013, la Société a obtenu l'approbation du conseil d'administration lui permettant de racheter aux fins d'annulation une tranche supplémentaire d'actions ordinaires d'au plus 1 G\$, sous réserve des approbations réglementaires.

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

	Trimestre et période de 12 mois clos le 31 décembre 2013		Période de 12 mois close le 31 décembre 2012
	T4	CUM	
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)			
Actions rachetées directement	14 933	49 492	46 862
Actions rachetées par suite de l'exercice d'options de vente	—	—	—
	14 933	49 492	46 862
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)			
Coût des rachats	550	1 675	1 452
Prime des options reçue	—	—	(1)
	550	1 675	1 451
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	36,83	33,84	30,96

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor a fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel 2012, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes. La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats opérationnels, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations. Pendant la période de 12 mois close le 31 décembre 2013, Suncor a conclu, dans le cours normal des activités, diverses ententes totalisant environ 1,7 G\$ en appui à sa stratégie d'importation de diluant, à sa stratégie d'accès aux marchés et à ses activités liées à l'accroissement de sa capacité de stockage et de son réseau logistique. La durée de la majorité de ces ententes se situe entre 10 et 25 ans.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, comme ceux qui ont été menés par les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation au deuxième trimestre et au troisième trimestre de 2013 et ceux qui ont été exécutés à l'égard de plusieurs actifs du secteur Exploration et production au troisième trimestre de 2012, ainsi que par les interruptions non planifiées, comme celle qui a eu lieu à l'usine de valorisation 2 au deuxième trimestre de 2013 et au premier semestre de 2012. Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles trimestriels de Suncor sont également influencées par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	446,5	423,6	309,4	389,0	378,7	378,9	337,8	341,1
Exploration et production	111,6	171,4	190,7	207,1	177,8	156,4	204,6	221,2
	558,1	595,0	500,1	596,1	556,5	535,3	542,4	562,3
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	9 814	10 288	9 648	9 843	9 396	9 488	9 584	9 639
Autres produits	380	85	66	173	92	88	123	116
	10 194	10 373	9 714	10 016	9 488	9 576	9 707	9 755
Résultat net	443	1 694	680	1 094	(574)	1 544	324	1 446
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,30	1,13	0,45	0,72	(0,38)	1,01	0,21	0,93
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,30	1,13	0,45	0,71	(0,38)	1,00	0,20	0,92
Résultat opérationnel ¹⁾	973	1 426	934	1 367	988	1 292	1 249	1 318
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,66	0,95	0,62	0,90	0,65	0,84	0,80	0,84
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	2 350	2 528	2 250	2 284	2 228	2 743	2 347	2 415
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,58	1,69	1,49	1,50	1,46	1,79	1,51	1,55
RCI ¹⁾ (% , sur 12 mois)	11,5	8,6	8,1	7,1	7,2	12,4	14,2	14,7
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,20	0,20	0,20	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	37,24	36,83	31,00	30,44	32,71	32,34	29,44	32,59
Bourse de New York (\$ US)	35,05	35,78	29,49	30,01	32,98	32,85	28,95	32,70

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document. 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 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012
Pétrole brut WTI à Cushing \$ US/b	97,45	105,85	94,20	94,35	88,20	92,20	93,50	102,95
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe \$ US/b	109,35	109,70	103,35	112,65	110,10	109,50	108,90	118,35
Écart de prix Brent daté/Maya FOB \$ US/b	20,05	10,35	5,50	10,60	17,30	11,90	9,85	9,45
Pétrole brut canadien au pair à 0,3 % à Edmonton \$ CA/b	89,05	105,25	92,90	88,45	84,35	84,70	84,45	92,80
WCS à Hardisty \$ US/b	65,25	88,35	75,05	62,40	70,05	70,45	70,60	81,50
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty \$ US/b	32,20	17,50	19,15	31,95	18,15	21,75	22,90	21,45
Condensat à Edmonton \$ US/b	94,20	103,80	103,30	107,20	98,10	96,00	99,40	110,00
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO \$ CA/kpi ³	3,15	2,80	3,60	3,05	3,05	2,20	1,85	2,50
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ \$ US/b	19,60	19,25	25,60	31,20	35,95	37,80	31,95	25,80
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ \$ US/b	12,00	15,80	30,70	27,10	27,85	35,15	27,85	18,80
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ \$ US/b	15,35	19,60	30,60	30,55	29,85	38,15	37,90	27,70
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾ \$ US/b	13,45	15,95	24,00	28,80	27,35	33,95	29,30	25,45
Taux de change \$ US/\$ CA	0,95	0,96	0,98	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00
Taux de change à la clôture de la période \$ US/\$ CA	0,94	0,97	0,95	0,98	1,01	1,02	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 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.

8. 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*.

L'incidence de ces normes sur le résultat net consolidé, le résultat opérationnel et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du trimestre et de la période de 12 mois clos 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 décembre 2012	Période de 12 mois close le 31 décembre 2012
Résultat net avant les modifications comptables	(562)	2 783
Ajustements du résultat net :		
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	(12)	(43)
Résultat net après les modifications comptables	(574)	2 740
Résultat opérationnel avant les modifications comptables	1 000	4 890
Ajustements du résultat opérationnel :		
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	(12)	(43)
Résultat opérationnel après les modifications comptables	988	4 847
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les modifications comptables	2 235	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)	(5)	(5)
Comptabilisation de la charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée (IAS 19)	(2)	(7)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles après les modifications comptables	2 228	9 733

Avis de l'Agence du revenu du Canada

Après que Suncor a donné suite à un certain nombre de demandes de renseignements en 2013, l'Agence du revenu du Canada (ARC) a informé la Société qu'elle n'a pas modifié sa position initiale en ce qui a trait au traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés.

Si l'ARC délivre un avis officiel de nouvelle cotisation, Suncor prévoit déposer un avis de contestation. Toutefois, même si elle dépose un avis de contestation, la Société sera tenue d'effectuer un paiement minimal correspondant à 50 % du montant réclamé dans l'avis de nouvelle cotisation, soit environ 600 M\$, ce montant devant rester dans les comptes jusqu'au règlement du différend.

Suncor est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et croit fermement qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale de sorte qu'aucun impôt supplémentaire ne sera exigible.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent document, 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 document. Certains chiffres comparatifs se rapportant aux mesures financières hors PCGR de Suncor pour 2012 ont été retraités, 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 document.

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, pour évaluer le rendement des actifs opérationnels.

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2013	2012
Ajustements du résultat net			
Résultat net		3 911	2 740
Ajouter les montants après impôt liés aux éléments suivants :			
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains		521	(157)
Charge d'intérêts		228	42
	A	4 660	2 625
Capital investi – à l'ouverture de la période de 12 mois			
Dette nette		6 639	6 976
Capitaux propres		39 215	38 592
		45 854	45 568
Capital investi – à la clôture de la période de 12 mois			
Dette nette		6 256	6 639
Capitaux propres		41 180	39 215
		47 436	45 854
Capital moyen investi	B	46 981	45 353
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	9,9	5,8
Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours	C	6 502	8 729
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	11,5	7,2

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtières et des

paiements relatifs aux taxes sur l'essence et à l'impôt sur le résultat, qui, de l'avis de la direction, nuisent à la comparabilité d'une période à l'autre.

Trimestres clos les 31 décembre (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	469	(1 037)	(101)	148	458	450	(383)	(135)	443	(574)
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	680	2 552	915	300	149	127	31	35	1 775	3 014
Impôt sur le résultat différé	35	(357)	—	2	(84)	68	41	(39)	(8)	(326)
Augmentation des passifs	30	26	10	15	2	1	2	3	44	45
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	304	91	304	91
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	1	—	1	1	2	(1)	154	(20)	158	(20)
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	—	(3)	(5)	—	—	(3)	(5)
Rémunération fondée sur des actions	17	17	7	3	10	10	47	13	81	43
Frais de prospection	—	—	23	21	—	—	—	—	23	21
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(75)	(70)	1	(10)	(7)	(8)	—	—	(81)	(88)
Autres	(47)	(41)	(304)	49	7	(8)	(42)	27	(386)	27
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 110	1 090	552	529	534	634	154	(25)	2 350	2 228
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(963)	35	91	(117)	340	(489)	518	(481)	(14)	(1 052)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	147	1 125	643	412	874	145	672	(506)	2 336	1 176

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (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	2 040	468	1 000	138	2 022	2 137	(1 151)	(3)	3 911	2 740
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	2 439	3 964	1 804	1 857	530	464	119	161	4 892	6 446
Impôt sur le résultat différé	358	266	(130)	28	64	529	90	(94)	382	729
Augmentation des passifs	114	109	60	62	6	4	12	7	192	182
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	605	(181)	605	(181)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	—	—	—	—	1	(1)	94	11	95	10
Profit à la cession d'actifs Rémunération fondée sur des actions	—	(29)	(130)	(1)	(7)	(13)	—	(1)	(137)	(44)
Frais de prospection	—	—	82	145	—	—	—	—	82	145
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(388)	(380)	(15)	(32)	(20)	(21)	—	—	(423)	(433)
Autres	(14)	(86)	(383)	16	3	(9)	(7)	4	(401)	(75)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	4 556	4 407	2 316	2 227	2 618	3 138	(78)	(39)	9 412	9 733
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	1 225	(781)	656	(205)	566	(460)	(1 759)	572	688	(874)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	5 781	3 626	2 972	2 022	3 184	2 678	(1 837)	533	10 100	8 859

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 document.

10. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs, et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que nous avons formulées à la lumière des informations qui étaient à notre disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de notre expérience et de notre perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevances applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les autres énoncés et les autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats 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 document 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'offre de gaz naturel devrait demeurer réduite jusqu'à la fin du premier trimestre de 2014 pendant que l'entreprise tierce termine ses activités d'enquête et de remise en état.

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

- l'intention de la Société d'effectuer des travaux de maintenance périodiques de trois unités de cokéfaction au cours de l'exercice;
- l'intention de la Société de procéder à des travaux de maintenance périodiques à Terra Nova et à White Rose au troisième trimestre de 2014 et à Buzzard aux deuxième et troisième trimestres de 2014;
- l'intention de la Société de mener, au premier trimestre de 2014, des travaux de maintenance planifiés d'une durée d'environ trois semaines à la raffinerie de Commerce City;
- l'intention de la Société d'entreprendre, au deuxième trimestre de 2014, des travaux de maintenance planifiés d'une durée prévue de 5 semaines à la raffinerie de Montréal et, vers la fin du troisième trimestre de 2014, des travaux de maintenance planifiés d'une durée de 8 semaines;
- l'intention de la Société d'exécuter, au deuxième trimestre de 2014, des travaux de maintenance planifiés d'une durée prévue de 7 semaines à la raffinerie d'Edmonton et, au troisième trimestre de 2014, des travaux de maintenance planifiés d'une durée de 4 semaines.

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

- les projets de la Société concernant l'affectation des dépenses en immobilisations et le budget, qui devraient, notamment, contribuer à la croissance rentable à long terme de la Société;
- la prévision de la Société selon laquelle le flot de barils de pétrole brut de l'intérieur des terres vers notre raffinerie de Montréal et les expéditions de bitume vers la côte du Golfe permettront d'obtenir des prix mondiaux sur la quasi-totalité de la production de la Société;

- les initiatives de désengorgement du secteur Sables pétrolifères devraient entraîner une croissance de la production, laquelle devrait atteindre environ 500 000 b/j d'ici la fin de 2018;
- le fait que les charges comptabilisées à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur tiennent compte de la totalité des coûts liés à l'abandon de ce projet;
- l'attente selon laquelle les expéditions par transport ferroviaire de pétrole brut provenant des terres jusqu'à la raffinerie de Montréal de la Société excéderont 30 000 b/j d'ici la fin du premier trimestre de 2014;
- l'attente selon laquelle le projet de désengorgement mis en œuvre aux installations de MacKay River accroîtra la capacité de production d'environ 20 % d'ici 2015 et portera la capacité totale à 38 000 b/j;
- l'intention de la Société de poursuivre ses efforts en vue d'obtenir en 2014 l'autorisation des dépenses liées au projet d'expansion MacKay River, dont la capacité initiale prévue est d'environ 20 000 b/j et l'entrée en production est prévue pour 2017;
- la prévision selon laquelle le projet Fort Hills commencera à produire du pétrole au quatrième trimestre de 2017 et atteindra 90 % de sa capacité de production prévue de 180 000 b/j (capacité nette de 73 000 b/j pour Suncor) dans un délai de 12 mois suivant le début de la production de pétrole;
- l'intention de la Société de continuer de mettre l'accent sur les travaux liés à la conception et aux exigences réglementaires liées au projet d'exploitation minière Joslyn et de fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses dès qu'une date se précisera;
- l'attente selon laquelle la conception et la construction de plateformes de puits à Firebag et à MacKay River assureront le maintien des niveaux de production actuels au cours des années à venir;
- l'attente selon laquelle les activités de forage commenceront d'ici le début de 2014 au projet Golden Eagle et la production des premiers barils de pétrole aura lieu vers la fin de 2014 ou au début de 2015;
- l'attente selon laquelle les premiers barils de pétrole issus du projet Hebron seront produits en 2017;
- la prévision selon laquelle l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia accroîtra l'ensemble de la production tirée des champs Hibernia dès 2015;
- la prévision selon laquelle l'installation du matériel sous-marin lié au projet d'extension sud de White Rose se fera en 2014 et les premiers barils de pétrole seront produits au quatrième trimestre de 2014;
- la prévision selon laquelle l'autorisation des dépenses liées à la poursuite de l'expansion de la partie ouest des champs de White Rose sera obtenue au cours du deuxième semestre de 2014;
- la prévision selon laquelle les projets éoliens Adelaide et Cedar Point augmenteront de 140 MW la puissance brute des projets d'énergie éolienne de Suncor, ce qui représente une augmentation de 55 %, que le projet Adelaide devrait être achevé d'ici la fin de 2014, et que le projet Cedar Point devrait continuer d'évoluer dans le processus réglementaire en 2014.

Autres éléments :

- la position de la Société à l'égard de l'avis qu'elle a reçu de l'ARC concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés et l'opinion de la Société voulant qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale;
- 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 performance financière ou sa situation financière ou ses résultats opérationnels, notamment sur liquidité 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 visées; 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; 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, y compris les taxes et impôts ou les avis de nouvelles cotisations ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, notamment en ce qui concerne le désaccord actuel entre Suncor et l'Agence du revenu du Canada relativement au règlement de certains contrats dérivés, dont le risque que Suncor ne puisse parvenir à faire valoir sa position fiscale initiale si elle reçoit un avis de nouvelle cotisation et doit par conséquent payer des impôts plus élevés; 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; des interruptions aux infrastructures de tiers qui pourraient entraîner des arrêts de production; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite 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 document, 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)	2013	Trimestres clos les 31 décembre 2012 <small>(retraité – note 3)</small>	2013	Périodes de douze mois closes les 31 décembre 2012 <small>(retraité – note 3)</small>
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits opérationnels, déduction faite des redevances (note 4)	9 814	9 396	39 593	38 107
Autres produits (note 5)	380	92	704	419
	10 194	9 488	40 297	38 526
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	4 192	4 435	17 293	17 047
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	2 523	2 174	9 447	8 897
Transport	272	194	845	685
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur (note 6)	1 775	3 014	4 892	6 446
Prospection	75	71	322	309
Profit à la cession d'actifs (note 16)	(3)	(5)	(137)	(44)
Frais de démarrage de projets	2	20	15	60
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur (note 15)	(94)	—	82	—
Charges de financement (note 9)	453	215	1 162	142
	9 195	10 118	33 921	33 542
Résultat avant impôt	999	(630)	6 376	4 984
Impôt sur le résultat				
Exigible	564	270	2 083	1 515
Différé	(8)	(326)	382	729
	556	(56)	2 465	2 244
Résultat net	443	(574)	3 911	2 740
Autres éléments du résultat global				
Ajustement au titre des écarts de conversion	189	100	325	(16)
Couvertures de flux de trésorerie reclassés en résultat net	—	—	—	(1)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt (note 13)	226	44	579	(134)
Autres éléments du résultat global	415	144	904	(151)
Résultat global	858	(430)	4 815	2 589
Résultat net par action ordinaire (en dollars) <small>(notes 3 et 11)</small>				
De base	0,30	(0,38)	2,61	1,77
Dilué	0,30	(0,38)	2,60	1,76
Dividendes en trésorerie	0,20	0,13	0,73	0,50

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	31 décembre 2013	31 décembre 2012
		(retraité – note 3)
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	5 202	4 385
Créances	5 254	5 201
Stocks	3 944	3 697
Impôt sur le résultat à recouvrer	294	799
Total de l'actif courant	14 694	14 082
Immobilisations corporelles, montant net (notes 6, 15 et 16)	57 270	55 434
Prospection et évaluation	2 772	3 284
Autres actifs	422	419
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 092	3 104
Actifs d'impôt différé	65	78
Total de l'actif	78 315	76 401
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	798	775
Tranche courante de la dette à long terme	457	311
Dettes et charges à payer	7 090	6 446
Tranche courante des provisions (note 12)	998	856
Impôt à payer	1 263	1 165
Total du passif courant	10 606	9 553
Dette à long terme	10 203	9 938
Autres passifs non courants (note 13)	1 464	2 319
Provisions (note 12)	4 078	4 932
Passifs d'impôt différé	10 784	10 444
Capitaux propres	41 180	39 215
Total du passif et des capitaux propres	78 315	76 401

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2013	31 décembre 2012	closes les 31 décembre 2013	2012
	(retraité – note 3)		(retraité – note 3)	
Activités opérationnelles				
Résultat net	443	(574)	3 911	2 740
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 775	3 014	4 892	6 446
Impôt sur le résultat différé	(8)	(326)	382	729
Charge de désactualisation	44	45	192	182
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	304	91	605	(181)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	158	(20)	95	10
Profit à la cession d'actifs	(3)	(5)	(137)	(44)
Rémunération fondée sur des actions	81	43	214	214
Prospection	23	21	82	145
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(81)	(88)	(423)	(433)
Autres (note 6)	(386)	27	(401)	(75)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(14)	(1 052)	688	(874)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 336	1 176	10 100	8 859
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 773)	(2 203)	(6 777)	(6 957)
Acquisitions (note 15)	—	—	(515)	—
Produit de la cession d'actifs (note 16)	33	9	943	67
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques (note 6)	—	300	—	300
Sortie d'un contrat relatif aux pipelines (note 12)	(76)	—	(76)	—
Autres placements	(3)	3	(18)	(3)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	94	(193)	(90)	(51)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 725)	(2 084)	(6 533)	(6 644)
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	(4)	35	(32)	13
Variation nette de la dette à long terme	21	426	170	414
Remboursement de la dette à long terme	—	—	(312)	—
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	32	9	112	188
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options (note 8)	(550)	(408)	(1 675)	(1 451)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(297)	(195)	(1 095)	(756)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(798)	(133)	(2 832)	(1 592)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et de ses équivalents				
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	49	(12)	82	(19)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	5 340	5 438	4 385	3 781
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	5 202	4 385	5 202	4 385
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	290	260	711	642
Impôt sur le résultat payé	256	415	1 339	1 510

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	—	—	—	—	2 740	2 740	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(16)	—	—	(16)	—
Variations nettes des couvertures de flux de trésorerie	—	—	—	(1)	—	(1)	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 49 \$	—	—	—	—	(134)	(134)	—
Résultat global	—	—	(16)	(1)	2 606	2 589	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	255	(49)	—	—	—	206	10 804
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	15	—	—	—	(15)	—	479
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation, déduction faite de la prime des options	(609)	—	—	—	(842)	(1 451)	(46 862)
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(19)	—	—	—	(29)	(48)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	83	—	—	—	83	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(756)	(756)	—
31 décembre 2012	19 945	579	(223)	13	18 901	39 215	1 523 057
Résultat net	—	—	—	—	3 911	3 911	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	325	—	—	325	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 201 \$	—	—	—	—	579	579	—
Résultat global	—	—	325	—	4 490	4 815	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	159	(32)	—	—	—	127	4 750
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	28	—	—	—	(28)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8)	(648)	—	—	—	(1 027)	(1 675)	(49 492)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(89)	—	—	—	(169)	(258)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	51	—	—	—	51	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(1 095)	(1 095)	—
31 décembre 2013	19 395	598	102	13	21 072	41 180	1 478 315

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

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

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

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

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

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 3 février 2014, date à laquelle le comité d'audit a approuvé ces états financiers au nom du conseil d'administration.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans le sommaire des méthodes comptables suivies pour l'établissement des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012. Ces méthodes comptables ont été appliquées de la même façon que pour l'exercice précédent, à l'exception des éléments décrits à la note 3.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de la Société.

d) Recours à des estimations et à des jugements

Pour préparer en temps opportun des états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire preuve de jugement. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs, lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements significatifs utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

3. ADOPTION D'IFRS NOUVELLES ET MODIFIÉES

Normes IFRS nouvelles et/ou modifiées ayant entraîné le retraitement des chiffres comparatifs

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

Incidence de l'application d'IAS 19

La Société a adopté les modifications apportées à IAS 19, *Avantages du personnel*, entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2013. La norme modifiée a entraîné des changements de calcul et de présentation de la charge d'intérêts liée aux régimes de retraite, qui est maintenant calculée selon les obligations nettes non capitalisées et en appliquant le taux d'actualisation utilisé afin de mesurer les obligations liées aux avantages du personnel au début de l'exercice. Auparavant, la charge d'intérêts liée aux régimes de retraite représentait les produits d'intérêts sur les actifs du régime (calculés au moyen du rendement prévu sur les actifs du régime) et la charge d'intérêts sur les obligations du régime (calculées au moyen du taux d'actualisation). La charge d'intérêts nette a été reclassée au poste « Charges de financement ». Cette charge était précédemment présentée au poste « Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux ». Par ailleurs, compte tenu du changement apporté au calcul de la charge d'intérêts liée aux régimes de retraite, les comptes fiscaux remboursables sont maintenant évalués à la valeur actualisée, ce qui a donné lieu à des ajustements non significatifs 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 aux états consolidés du résultat global¹⁾ :

(augmentation (diminution) en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2012			Période de douze mois close le 31 décembre 2012		
	IFRS 11	IAS 19	Total	IFRS 11	IAS 19	Total
Produits des activités ordinaires et autres produits						
Produits opérationnels, déduction faite des redevances	(48)	—	(48)	(101)	—	(101)
Autres produits	1	—	1	11	—	11
Charges						
Achats de pétrole brut et de produits	(36)	—	(36)	(54)	—	(54)
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	(7)	(6)	(13)	(29)	(22)	(51)
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	(1)	—	(1)	(4)	—	(4)
Charges de financement	(3)	22	19	(3)	79	76
Impôt sur le résultat						
Différé	—	(4)	(4)	—	(14)	(14)
Résultat net	—	(12)	(12)	—	(43)	(43)
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel	—	12	12	—	43	43
Résultat global	—	—	—	—	—	—
Par action ordinaire (en dollars)						
De base	—	(0,01)	(0,01)	—	(0,03)	(0,03)
Dilué	—	(0,01)	(0,01)	—	(0,03)	(0,03)

1) L'incidence des modifications apportées à IAS 19 pour la période de douze mois close le 31 décembre 2013 consiste en une augmentation des charges de financement de 49 M\$ et en un gain actuariel de 36 M\$, déduction faite d'impôt de 13 M\$, ce qui se traduit par une incidence nulle sur les états consolidés du résultat global.

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

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

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

Ajustements apportés aux tableaux consolidés des flux de trésorerie :

(augmentation (diminution) en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2012	Période de douze mois close le 31 décembre 2012
Activités opérationnelles		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant la variation du fonds de roulement hors trésorerie	(7)	(12)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	8	25
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1	13
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	1	1
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	—	—
Augmentation de la trésorerie et de ses équivalents	2	14

Autres normes IFRS adoptées**Information à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers**

Au cours du quatrième trimestre de 2013, la Société a adopté par anticipation les modifications d'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Les modifications précisent que la valeur recouvrable ne doit être communiquée que lorsqu'un actif ou unité génératrice de trésorerie a subi une perte de valeur. L'adoption de cette norme modifiée a également élargi les obligations d'information relativement aux valeurs recouvrables des actifs dépréciés calculées selon une méthodologie fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie, y compris l'obligation de communiquer les données d'évaluation du niveau hiérarchique de la juste valeur. Se reporter à la note 6.

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 prises en compte, aux fins de la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert. Ces montants sont éliminés à la consolidation.

Trimestres clos les 31 décembre										
(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
	(retraité – note 3)				(retraité – note 3)		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)	
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	2 382	1 941	1 257	1 513	6 522	6 440	26	31	10 187	9 925
Produits intersectoriels	1 055	784	150	52	23	67	(1 228)	(903)	—	—
Moins les redevances	(201)	(65)	(172)	(464)	—	—	—	—	(373)	(529)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	3 236	2 660	1 235	1 101	6 545	6 507	(1 202)	(872)	9 814	9 396
Autres produits	54	—	310	24	11	12	5	56	380	92
	3 290	2 660	1 545	1 125	6 556	6 519	(1 197)	(816)	10 194	9 488
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	199	60	159	185	5 109	5 144	(1 275)	(954)	4 192	4 435
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	1 641	1 309	136	142	608	581	138	142	2 523	2 174
Transport	181	63	30	87	71	54	(10)	(10)	272	194
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	680	2 552	915	300	149	127	31	35	1 775	3 014
Prospection	19	18	56	53	—	—	—	—	75	71
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	—	(3)	(5)	—	—	(3)	(5)
Frais de démarrage de projets	2	19	—	—	—	1	—	—	2	20
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	(94)	—	—	—	—	—	—	—	(94)	—
Charges de financement	37	33	7	27	3	1	406	154	453	215
	2 665	4 054	1 303	794	5 937	5 903	(710)	(633)	9 195	10 118
Résultat avant impôt	625	(1 394)	242	331	619	616	(487)	(183)	999	(630)
Impôt sur le résultat										
Exigible	121	—	343	181	245	98	(145)	(9)	564	270
Différé	35	(357)	—	2	(84)	68	41	(39)	(8)	(326)
	156	(357)	343	183	161	166	(104)	(48)	556	(56)
Résultat net	469	(1 037)	(101)	148	458	450	(383)	(135)	443	(574)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	890	1 574	390	353	445	250	48	26	1 773	2 203

Périodes de douze mois closes les 31 décembre

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
		(retraité – note 3)				(retraité – note 3)		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	9 063	8 378	5 931	5 947	26 495	26 008	109	89	41 598	40 422
Produits intersectoriels	4 026	3 124	432	529	163	212	(4 621)	(3 865)	—	—
Moins les redevances	(859)	(684)	(1 146)	(1 631)	—	—	—	—	(2 005)	(2 315)
Produits opérationnels (déduction faite des redevances)	12 230	10 818	5 217	4 845	26 658	26 220	(4 512)	(3 776)	39 593	38 107
Autres produits	64	20	381	71	22	38	237	290	704	419
	12 294	10 838	5 598	4 916	26 680	26 258	(4 275)	(3 486)	40 297	38 526
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	460	211	568	444	20 807	20 341	(4 542)	(3 949)	17 293	17 047
Charges opérationnelles, frais de vente et frais généraux	5 837	5 365	676	795	2 307	2 249	627	488	9 447	8 897
Transport	482	337	127	182	278	204	(42)	(38)	845	685
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	2 439	3 964	1 804	1 857	530	464	119	161	4 892	6 446
Prospection	115	71	207	238	—	—	—	—	322	309
Profit à la cession d'actifs	—	(29)	(130)	(1)	(7)	(13)	—	(1)	(137)	(44)
Frais de démarrage de projets	15	57	—	—	—	3	—	—	15	60
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	82	—	—	—	—	—	—	—	82	—
Charges (produits) de financement	135	127	33	81	5	2	989	(68)	1 162	142
	9 565	10 103	3 285	3 596	23 920	23 250	(2 849)	(3 407)	33 921	33 542
Résultat avant impôt	2 729	735	2 313	1 320	2 760	3 008	(1 426)	(79)	6 376	4 984
Impôt sur le résultat										
Exigible	331	1	1 443	1 154	674	342	(365)	18	2 083	1 515
Différé	358	266	(130)	28	64	529	90	(94)	382	729
	689	267	1 313	1 182	738	871	(275)	(76)	2 465	2 244
Résultat net	2 040	468	1 000	138	2 022	2 137	(1 151)	(3)	3 911	2 740
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	4 311	4 957	1 483	1 261	890	644	93	95	6 777	6 957

5. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de douze mois closes les	
	2013	2012	2013	31 décembre 2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Activités de négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	(47)	85	176	246
Augmentation (diminution) de la valeur des stocks	41	(34)	15	(13)
Activités de gestion des risques	(1)	—	(18)	1
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance	334	—	342	27
Produits financiers et produit d'intérêts	28	26	85	91
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	10	14	47	59
Variation de la valeur des engagements relatifs à la capacité pipelinrière et autres	15	1	57	8
	380	92	704	419

6. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Au cours de la période, la Société a constaté les pertes de valeur suivantes. Toutes les pertes de valeur et reprises de perte de valeur ont été comptabilisées dans les charges de dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur.

Sables pétrolières

Projet d'usine de valorisation Voyageur

Au cours du premier trimestre de 2013, la Société a acquis la participation de Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P ») dans Voyageur Upgrader Limited Partnership (« VULP ») pour un montant de 515 M\$ et a obtenu le contrôle exclusif sur les actifs du partenariat, lesquels comprennent une installation de mélange de bitume chaud, des réservoirs de stockage et un camp. La Société a par la suite annoncé la suspension du volet valorisation du projet, et a comptabilisé en résultat une charge après impôt de 127 M\$ au cours du trimestre clos le 31 mars 2013, laquelle correspond au coût attendu de la suspension du projet, dont des coûts liés à certaines activités de remise en état accélérée et des frais d'annulation.

Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé un ajustement après impôt favorable de 69 M\$ afin de réduire les coûts liés à la suspension du projet d'usine de valorisation Voyageur estimés antérieurement compte tenu du devancement des activités de fermeture du projet et de la réaffectation des ressources.

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 1,487 G\$ relativement à sa participation de 51 % dans le projet d'usine de valorisation Voyageur. En raison de l'incertitude entourant les perspectives économiques de ce projet de valorisation, un test de dépréciation a été mené au 31 décembre 2012, au moyen d'une méthodologie fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie. La Société a utilisé un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 % pour effectuer le calcul.

Exploration et production

Libye

L'agitation politique en Libye ont entraîné l'arrêt des activités des terminaux d'exportation de certains ports de mer en Libye à la fin de juillet 2013 et la production a été essentiellement interrompue pour les cinq derniers mois de 2013. La Société a donc mené un test de dépréciation sur ses actifs libyens au moyen d'une méthodologie fondée sur la valeur d'utilité afin de déterminer la valeur recouvrable, et a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 101 M\$ dans les immobilisations corporelles pour le quatrième trimestre de 2013.

Le test de dépréciation a été mené selon une méthode fondée sur les flux de trésorerie attendus d'après les données sur les réserves à la clôture de l'exercice 2013 à un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 17 % afin de refléter l'incertitude liée à l'instabilité politique constante dans la région, en fonction des trois scénarios suivants : i) les flux de trésorerie futurs d'après l'information sur les réserves de 2013, ii) des activités futures correspondant au plan de croissance stratégique de la Société, et iii) la suspension de toutes les activités à la fin de 2014. Selon les meilleures estimations de la Société, les deux premiers scénarios ont reçu une pondération en fonction de la probabilité de 45 %, tandis que le troisième scénario a obtenu une pondération de 10 %. Tous les scénarios prévoyaient une reprise de la production le 1^{er} avril 2014.

Le calcul de la valeur recouvrable est sensible à la probabilité et au moment de la reprise de la production, au taux d'actualisation et aux prix. Un retard de trois mois de la reprise de la production aurait une incidence d'environ 50 M\$ sur le résultat après impôt. Une variation de 2 % du taux d'actualisation aurait une incidence d'environ 80 M\$ sur le résultat après impôt. Une variation de 5 % du prix aurait une incidence d'environ 75 M\$ sur le résultat après impôt.

Au 31 décembre 2013, la valeur comptable résiduelle de l'actif net en Libye s'élevait à environ 570 M\$.

Syrie

Depuis décembre 2011, en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales touchant le pays, la Société a interrompu ses activités en Syrie et cessé d'honorer ses obligations contractuelles après avoir invoqué une période de cas de force majeure. Comme la situation politique ne s'est pas résolue et que l'incertitude quant à la reprise des activités de la Société au pays s'est accrue, au quatrième trimestre de 2013, la Société a réduit la valeur comptable de ses immobilisations corporelles et de son fonds de roulement en Syrie, ce qui a donné lieu à une perte de valeur après impôt de 422 M\$. Conjointement avec la réduction de valeur, la Société a comptabilisé dans les autres produits des produits liés aux instruments d'atténuation des risques de 300 M\$ (223 M\$ après impôt) reçus au quatrième trimestre de 2012. Ce produit est assujéti à un remboursement provisoire advenant la récupération, par la Société, d'une partie ou de la totalité de son investissement en Syrie.

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

Au quatrième trimestre de 2012, une évaluation a été effectuée. Après la réception du produit lié aux instruments d'atténuation des risques de 300 M\$, une reprise de perte de valeur de 177 M\$ a été comptabilisée.

Autres

Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 40 M\$ afin de rendre compte de la valeur recouvrable de ses biens pétroliers non conventionnels dans la région de Wilson Creek dans le centre de l'Alberta. La valeur recouvrable a été déterminée à l'aide d'une méthodologie fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie, selon les flux de trésorerie attendus d'après les réserves à la clôture de l'exercice 2013 et un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 %. Les données utilisées dans la méthodologie d'évaluation sont considérées comme étant des données d'évaluation de la juste valeur de niveau 3, puisque certaines des principales hypothèses ne sont pas fondées sur des données observables du marché, mais sur les meilleures estimations de la direction.

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 65 M\$ en raison de l'incertitude entourant la mise en valeur future de certains actifs de prospection et d'évaluation sur la côte est du Canada et les baux de biens-fonds arctiques. De plus, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 63 M\$ liées à des biens gaziers en raison d'une baisse des prévisions de prix.

7. 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 décembre		Périodes de douze mois closes les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	9	5	51	83
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	79	39	341	269
	88	44	392	352

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

Le 5 août 2013, la Société a lancé une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2013 ») par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2013, la Société est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 1,8 G\$ entre le 5 août 2013 et le 4 août 2014. Au 31 décembre 2013, la Société avait racheté un total de 24,4 millions d'actions ordinaires, pour une contrepartie totale de 893 M\$.

Au cours de la période de douze mois close le 31 décembre 2013, la Société a racheté 49,5 millions (46,9 millions en 2012) de ses actions ordinaires pour une contrepartie totalisant 1 675 M\$ (1 451 M\$ en 2012). Une tranche de 648 M\$ (609 M\$ en 2012, déduction faite de la prime des options de 1,3 M \$) de ce montant a été imputée au capital-actions et le solde de 1 027 M\$ (842 M\$ en 2012), aux résultats non distribués.

La Société a aussi comptabilisé un passif de 306 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, 108 M\$ ont été imputés au capital-actions et 198 M\$, aux résultats non distribués.

9. CHARGES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de douze mois closes les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Intérêts sur la dette	178	152	703	640
Intérêts incorporés à l'actif	(98)	(143)	(397)	(587)
Charge d'intérêts	80	9	306	53
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	17	22	68	79
Charge de désactualisation	44	45	192	182
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	304	91	605	(181)
Écarts de change et autres	8	48	(9)	9
	453	215	1 162	142

10. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

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

11. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de douze mois closes les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Résultat net	443	(574)	3 911	2 740
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions ¹⁾	—	—	—	(7)
Résultat net – dilué	443	(574)	3 911	2 733
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 484	1 529	1 501	1 545
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	2	—	1	4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 486	1 529	1 502	1 549
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	0,30	(0,38)	2,61	1,77
Résultat dilué par action	0,30	(0,38)	2,60	1,76

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 la période de douze mois close le 31 décembre 2012.

12. PROVISIONS

Au quatrième trimestre de 2013, les provisions ont connu une augmentation nette de 249 M\$ principalement attribuable à l'augmentation de 677 M\$ de la provision pour démantèlement et remise en état découlant principalement de la révision à la hausse des estimations, contrebalancée en partie par une baisse de 300 M\$ liée à la comptabilisation en résultat de produits liés aux instruments d'atténuation des risques et une diminution de 76 M\$ liée à la sortie d'un des engagements relatifs à la capacité pipelinère de la Société.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2013, les provisions ont subi une diminution nette de 712 M\$ par suite de la vente d'une part importante des activités de gaz naturel de la Société dans l'Ouest canadien (714 M\$) (note 16), de la comptabilisation en résultat de produits liés aux instruments d'atténuation des risques (300 M\$) et d'une diminution de 76 M\$ liée à la sortie d'un des engagements relatifs à la capacité pipelinère de la Société. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une augmentation nette de 262 M\$ de la provision pour démantèlement et remise en état par suite de révisions des estimations et de nouvelles perturbations, notamment une augmentation de 132 M\$ découlant de l'acquisition de la participation résiduelle de 49 % d'actifs dans les actifs de coentreprise de Voyageur et par le devancement du calendrier de certaines activités de remise en état en raison de l'interruption du projet d'usine de valorisation Voyageur.

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

Pour le quatrième trimestre de 2013 et pour la période de douze mois close le 31 décembre 2013, des gains actuariels après impôt de 226 M\$ et de 579 M\$ ont été respectivement enregistrés par suite de l'évaluation actuarielle la plus récente des régimes de retraite à prestations définies et des autres avantages postérieurs à la retraite. Une diminution correspondante a été inscrite dans les autres passifs non courants.

14. INSTRUMENTS FINANCIERS

Hierarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 31 décembre 2013, selon le niveau hiérarchique.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	137	88	—	225
Dettes	(165)	(199)	—	(364)
	(28)	(111)	—	(139)

Au quatrième trimestre de 2013 et pour la période de douze mois close le 31 décembre 2013, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie de la juste valeur et des transferts de 4 M\$ (dettes nettes) et de 1 M\$ (créances nettes), respectivement, depuis le niveau 3 vers le niveau 2.

Au 31 décembre 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 11,2 G\$. La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

La société a conclu des accords lui permettant d'effectuer des compensations des instruments financiers dérivés et des créances (dettes), lesquels sont présentés sur la base du montant net à l'état de la situation financière. Au 31 décembre 2013, le montant net des créances (dettes) et des instruments financiers dérivés était de (3) M\$ (122 M\$ au 31 décembre

2012) et se composait d'un actif brut de 3 317 M\$ (3 007 M\$ au 31 décembre 2012) et d'un passif brut de 3 320 M\$ (2 885 M\$ au 31 décembre 2012).

15. PROJET D'USINE DE VALORISATION VOYAGEUR

Le 27 mars 2013, la Société a acquis la participation de 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 exerce son jugement pour déterminer si une acquisition satisfait à la définition d'un regroupement d'entreprises ou d'un achat d'actifs. Lorsqu'une transaction répond 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 au moment de son établissement. La répartition définitive du coût d'achat peut donner lieu à un nouvel ajustement 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 a été déterminée selon l'approche fondée sur les flux de trésorerie futurs prévus des actifs qui devraient être conservés, selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 %. Quant aux actifs qui devraient être vendus, leur juste valeur a été déterminée selon les meilleures estimations de la direction du montant recouvrable.

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

16. VENTE DES ACTIVITÉS LIÉES AU GAZ NATUREL

Au troisième trimestre 2013, la Société a conclu la vente annoncée précédemment d'une part importante de ses activités liées au gaz naturel dans l'Ouest canadien pour un produit de 1,0 G\$, compte non tenu des ajustements de clôture et autres coûts de clôture. La vente de ces actifs a entraîné un profit après impôt de 130 M\$ pour son secteur Exploration et production.

17. APPROBATION DU PROJET FORT HILLS

Le 30 octobre 2013, les copropriétaires du projet Fort Hills ont annoncé l'approbation du projet. Les dépenses en immobilisation accumulées dans les actifs d'exploration et d'évaluation ont donc été virées aux immobilisations corporelles et un test de dépréciation a dû être effectué conformément à IFRS 6, *Prospection et évaluation de ressources minérales*. La valeur recouvrable a été déterminée au moyen d'une méthodologie fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie et, comme elle excédait la valeur comptable, aucune perte de valeur n'a été comptabilisée. Les principales hypothèses utilisées pour le calcul de la valeur recouvrable étaient le prix du bitume, les dépenses en immobilisations futures et le taux d'actualisation. Les hypothèses utilisées par la direction pour calculer la valeur recouvrable peuvent changer. Ces changements auront une incidence sur la valeur recouvrable et peuvent entraîner une perte de valeur.

Pour calculer la valeur recouvrable à la date de l'approbation, la Société a appliqué un taux d'actualisation de 8 % ajusté en fonction du risque; a supposé que le prix du bitume serait de 64 \$ le baril au début de la production de pétrole en 2017, lequel augmenterait ensuite à un rythme de 2 % par année pour la durée de vie restante de la mine, et a estimé des dépenses en immobilisation futures de 5,5 G\$.

Une augmentation de 1 % du taux d'actualisation aurait entraîné une diminution de 1,0 G\$ de la valeur recouvrable. Les prix du bitume sont établis à partir de courbes de prix publiées par des tiers ajustées pour tenir compte des prévisions économiques à long terme sur les prix de la Société et à partir des informations de marketing disponibles. Une diminution de 5 % des prix aurait entraîné une diminution de la valeur recouvrable de 800 M\$. Les dépenses d'immobilisations futures de la mine sont déterminées à partir de l'expérience de la Société et ajustées pour tenir compte des caractéristiques propres du projet et des économies de coût attendues en raison des nouvelles technologies. Une augmentation de 15 % de cette estimation (pour la période de construction) aurait entraîné une diminution de la valeur recouvrable de 700 M\$.

18. ENGAGEMENTS

Au cours de la période de douze mois close le 31 décembre 2013, la Société a conclu diverses ententes, dont la valeur totalise environ 1,7 G\$ et qui s'échelonnent sur les 25 prochaines années, notamment des ententes portant sur la capacité pipelinère en vue de faciliter l'importation de diluants par des tiers et des ententes portant sur la logistique et l'entreposage en vue de favoriser l'accès de la Société au marché grâce au transport de pétrole brut provenant de l'intérieur des terres vers la raffinerie de Montréal, les marchés côtiers et la région du golfe du Mexique.

19. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Le 3 février 2014, le conseil d'administration de la Société a approuvé une augmentation de 15 % du dividende trimestriel de la Société à 0,23 \$ par action ordinaire à compter du premier trimestre de 2014. Le conseil d'administration a aussi approuvé le rachat d'une tranche supplémentaire d'actions ordinaires d'une valeur d'au plus 1 G\$, sous réserve des approbations réglementaires.

Sommaire trimestriel de la production et des résultats opérationnels

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Secteur Sables pétrolifères							
Production totale (kb/j)	446,5	423,6	309,4	389,0	378,7	392,5	359,2
À l'exclusion de Syncrude							
Production							
Total (kb/j)	409,6	396,4	276,6	357,8	342,8	360,5	324,8
Firebag (kb/j de bitume)	154,1	152,7	129,3	137,0	123,4	143,4	104,0
MacKay River (kb/j de bitume)	28,3	29,2	28,2	28,5	27,9	28,5	27,0
Ventes (kb/j)							
Brut léger peu sulfureux	103,2	99,0	51,0	112,7	82,3	91,5	93,8
Diesel	27,5	28,6	28,7	9,0	9,7	23,5	24,5
Brut léger sulfureux	166,1	159,9	147,9	190,6	174,4	166,0	161,1
Bitume	115,0	84,3	56,4	47,1	57,3	76,0	44,5
Total des ventes	411,8	371,8	284,0	359,4	323,7	357,0	323,9
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)							
Brut léger peu sulfureux	88,06	110,80	99,45	95,24	90,76	97,98	91,17
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	66,15	93,92	80,79	70,72	70,79	77,62	77,83
Total	71,64	98,42	84,14	78,41	75,87	82,83	81,69
Charges opérationnelles (\$/b)							
Charges décaissées	33,90	30,30	42,75	31,95	35,20	34,10	35,15
Gaz naturel	2,95	2,30	3,80	2,85	2,80	2,90	1,90
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	36,85	32,60	46,55	34,80	38,00	37,00	37,05
Frais de démarrage de projets	0,05	0,05	0,15	0,05	0,60	0,05	0,50
Total des charges opérationnelles décaissées	36,90	32,65	46,70	34,85	38,60	37,05	37,55
Amortissements et déplétion	15,65	16,35	20,25	15,10	15,75	16,60	14,90
Total des charges opérationnelles ³⁾	52,55	49,00	66,95	49,95	54,35	53,65	52,45
Charges opérationnelles – Production de bitume in situ seulement (\$/b)							
Charges décaissées	12,05	11,00	10,90	11,40	11,90	11,35	15,50
Gaz naturel	5,45	4,15	5,80	5,40	5,20	5,15	3,90
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	17,50	15,15	16,70	16,80	17,10	16,50	19,40
Frais de démarrage de projets	0,05	0,10	0,30	0,10	1,00	0,15	0,25
Total des charges opérationnelles décaissées	17,55	15,25	17,00	16,90	18,10	16,65	19,65
Amortissements et déplétion	12,80	14,45	11,90	10,40	12,40	12,45	11,40
Total des charges opérationnelles ³⁾	30,35	29,70	28,90	27,30	30,50	29,10	31,05
Syncrude							
Production (kb/j)	36,9	27,2	32,8	31,2	35,9	32,0	34,4
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)	92,26	113,57	100,92	95,51	90,90	99,82	92,69
Charges opérationnelles* (\$/b)							
Charges décaissées	38,20	48,90	40,95	40,45	37,60	41,75	38,10
Gaz naturel	1,45	1,25	1,50	1,60	1,60	1,45	1,20
Charges opérationnelles décaissées ²⁾	39,65	50,15	42,45	42,05	39,20	43,20	39,30
Frais de démarrage de projets	0,10	0,50	0,50	0,25	—	0,35	—
Total des charges opérationnelles décaissées	39,75	50,65	42,95	42,30	39,20	43,55	39,30
Amortissements et déplétion	19,35	19,25	17,80	20,75	16,90	19,25	15,55
Total des charges opérationnelles ³⁾	59,10	69,90	60,75	63,05	56,10	62,80	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					Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Exploration et production							
Production totale (kbep/j)	111,6	171,4	190,7	207,1	177,8	169,9	189,9
Total du prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)	111,99	88,74	84,28	90,67	83,87	91,44	84,05
Amérique du Nord (activités terrestres)							
Production							
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	17	238	251	263	264	192	290
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	1,6	5,8	6,2	7,6	5,9	5,3	5,6
Production totale (Mpi ³ e/j)	27	273	289	309	299	224	323
Prix de vente moyen ¹⁾							
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,65	2,68	3,46	3,02	2,96	3,42	2,17
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (\$/b)	76,71	83,75	78,61	82,77	71,43	81,34	76,93
Côte Est du Canada							
Production (kb/j)							
Terra Nova	5,6	20,5	16,8	14,2	2,2	14,2	8,8
Hibernia	25,8	28,8	25,7	27,8	29,1	27,1	26,1
White Rose	14,9	13,1	15,3	16,4	17,0	14,9	11,6
	46,3	62,4	57,8	58,4	48,3	56,2	46,5
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/b)	116,48	116,94	103,68	112,57	108,37	112,39	112,15
Production internationale (kbep/j)							
<i>Mer du Nord</i>							
Buzzard	59,8	50,4	57,8	55,3	35,3	55,8	48,0
<i>Autres – International</i>							
Libye	1,0	13,1	27,0	41,9	44,4	20,6	41,5
Syrie	—	—	—	—	—	—	—
	60,8	63,5	84,8	97,2	79,7	76,4	89,5
Prix de vente moyen ¹⁾ (\$/bep)							
Buzzard	108,53	111,00	99,77	110,94	104,19	107,44	106,12
Autres – International***	—	—	104,21	110,36	108,05	107,94	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					Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	31 déc. 2013	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	19,1	19,9	15,4	19,4	19,6	18,4	19,8
Distillats	13,0	12,1	18,1	13,5	13,4	14,2	12,0
Total des ventes de carburants de transport	32,1	32,0	33,5	32,9	33,0	32,6	31,8
Produits pétrochimiques	2,0	1,8	2,4	1,8	1,8	2,0	2,0
Asphalte	2,4	4,1	2,2	1,6	2,3	2,6	2,4
Autres	3,1	4,4	5,2	5,3	5,2	4,5	5,4
Total des ventes de produits raffinés	39,6	42,3	43,3	41,6	42,3	41,7	41,6
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	182,4	206,9	212,1	205,7	202,3	201,7	197,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	82	93	96	93	91	91	89
Ouest de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (milliers de m ³ /j)							
Carburants de transport							
Essence	20,9	22,2	20,4	20,0	20,3	20,9	20,4
Distillats	19,3	20,6	16,3	20,6	20,5	19,2	19,0
Total des ventes de carburants de transport	40,2	42,8	36,7	40,6	40,8	40,1	39,4
Asphalte	1,9	2,3	1,9	1,4	1,5	1,9	1,6
Autres	2,3	3,0	2,7	2,6	2,4	2,7	3,0
Total des ventes de produits raffinés	44,4	48,1	41,3	44,6	44,7	44,7	44,0
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	236,6	241,9	202,4	237,3	234,7	229,6	233,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	99	102	85	100	101	96	100
Utilisation totale de la capacité de raffinage (%)**	91	98	90	96	96	94	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					Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Revenus nets							
Amérique du Nord (activités terrestres) (\$/kpi ^{3e})							
Prix moyen obtenu ⁽³⁾	8,86	4,62	5,58	4,89	4,65	5,07	3,97
Redevances	(0,52)	(0,37)	(0,49)	(0,58)	(0,38)	(0,54)	(0,27)
Frais de transport	(1,94)	(0,34)	(0,28)	(0,23)	(0,27)	(0,33)	(0,31)
Charges opérationnelles	(1,75)	(1,84)	(1,82)	(1,43)	(1,39)	(1,69)	(1,51)
Revenus opérationnels nets	4,65	2,07	2,99	2,65	2,61	2,51	1,88
Côte Est du Canada (\$/b)							
Prix moyen obtenu ⁽³⁾	118,83	118,24	105,83	114,32	110,69	114,25	114,46
Redevances	(32,77)	(30,23)	(23,70)	(26,61)	(27,17)	(28,16)	(33,40)
Frais de transport	(2,35)	(1,30)	(2,15)	(1,75)	(2,32)	(1,86)	(2,31)
Charges opérationnelles	(15,90)	(9,46)	(11,44)	(9,05)	(12,00)	(11,21)	(13,57)
Revenus opérationnels nets	67,81	77,25	68,54	76,91	69,20	73,02	65,18
Mer du Nord – Buzzard (\$/b)							
Prix moyen obtenu ⁽³⁾	111,43	113,30	102,17	113,33	106,62	109,95	108,46
Frais de transport	(2,90)	(2,30)	(2,40)	(2,39)	(2,43)	(2,51)	(2,34)
Charges opérationnelles	(4,94)	(7,64)	(6,29)	(5,80)	(10,71)	(5,94)	(6,38)
Revenus opérationnels nets	103,59	103,36	93,48	105,14	93,48	101,50	99,74
Autres – International (\$/bep) ^{***}							
Prix moyen obtenu ⁽³⁾	—	—	104,62	110,69	108,34	108,30	110,99
Redevances	—	—	(79,56)	(41,81)	(81,09)	(56,70)	(66,93)
Frais de transport	—	—	(0,41)	(0,33)	(0,29)	(0,36)	(0,34)
Charges opérationnelles	—	—	(3,47)	(3,34)	(1,97)	(3,39)	(1,94)
Revenus opérationnels nets	—	—	21,18	65,21	24,99	47,85	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) 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.
- *** Au cours du deuxième semestre de 2013, aucune vente n'a été enregistrée en Libye, car aucun chargement n'a été réalisé au cours de la période en raison de l'agitation politique.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

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



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

suncor.com