

PREMIER TRIMESTRE 2014

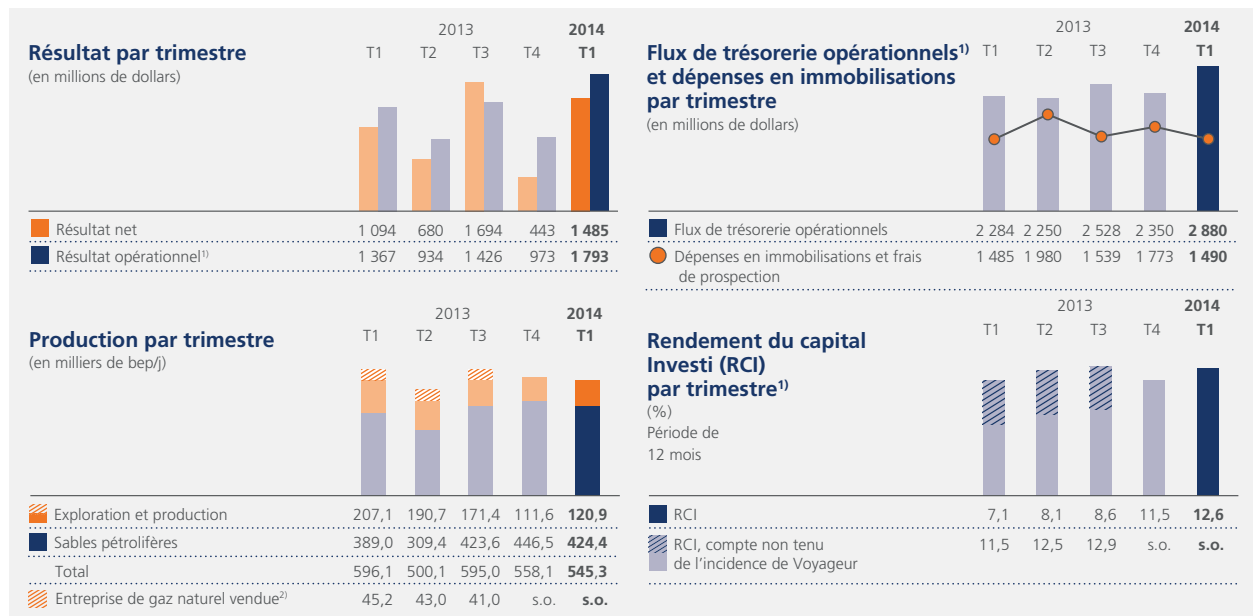
Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 mars 2014

Résultats du premier trimestre de Suncor Énergie

Toute l'information financière est non audité et est présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait référence dans le présent document n'ont pas de définition normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières non définies par les PCGR, il convient de se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » figurant dans le rapport de gestion de Suncor daté du 28 avril 2014 (le « rapport de gestion »). Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant la production et les charges d'exploitation décaissées des activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« Nous avons connu notre meilleur trimestre financier à ce jour, a déclaré le président et chef de la direction de Suncor, Steve Williams. Les investissements réalisés dans le secteur Sables pétrolifères ont accru notre souplesse d'exploitation tout en nous permettant de dégager des marges plus élevées sur les barils produits. Notre modèle intégré, conjugué à un meilleur accès au marché, nous a permis de maximiser la valeur tirée de chaque baril produit. »

- Résultat opérationnel¹⁾ record de 1,793 G\$ (1,22 \$ par action ordinaire), dont un résultat opérationnel record pour le secteur Raffinage et commercialisation et un bénéfice net de 1,485 G\$ (1,01 \$ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie opérationnels¹⁾ record de 2,880 G\$ (1,96 \$ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie disponibles¹⁾ de 3,226 G\$ pour la période de douze mois close le 31 mars 2014.
- La grande fiabilité de l'usine de valorisation a permis de réaliser une production trimestrielle record de brut synthétique de 312 200 barils par jour (b/j), dont une forte production de mélange peu sulfureux. La production globale du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 389 300 b/j.
- Les capacités pipelinières et ferroviaires accrues ont renforcé encore davantage notre modèle intégré et favorisé notre accès à de meilleurs prix.



1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du bénéfice net et du résultat opérationnel est présenté à la page 4. Le RCI ne tient pas compte des coûts inscrits à l'actif au titre des projets d'envergure en cours. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

2) Production de l'entreprise de gaz naturel conventionnel que la Société a vendue en septembre 2013.

Résultats financiers

Suncor Énergie Inc. a enregistré des résultats financiers record au premier trimestre de 2014, dont un résultat opérationnel record de 1,793 G\$ (1,22 \$ par action ordinaire) et des flux de trésorerie opérationnels record de 2,880 G\$ (1,96 \$ par action ordinaire), contre 1,367 G\$ (0,90 \$ par action ordinaire) et 2,284 G\$ (1,50 \$ par action ordinaire), respectivement, au premier trimestre de 2013. Ces résultats sont attribuables aux prix élevés réalisés en amont, lesquels découlent en partie de taux de change favorables et de la hausse des prix du pétrole provenant de l'intérieur des terres. En outre, la grande fiabilité des usines de valorisation et la souplesse d'exploitation ont contribué à une production record de brut synthétique et à une composition favorable de la production dans le secteur Sables pétrolifères. Le modèle intégré de Suncor et son accès accru au marché ont permis à la Société d'optimiser les prix réalisés en amont et de dégager des marges de raffinage record, malgré une diminution des marges de craquage de référence. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une baisse de la production du secteur Exploration et production ainsi que par une hausse des prix du gaz naturel.

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2014, les flux de trésorerie disponibles ont augmenté pour atteindre 3,226 G\$, contre 2,638 G\$ pour la période de douze mois close le 31 mars 2013.

Le bénéfice net s'est établi à 1,485 G\$ (1,01 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2014, en comparaison d'un bénéfice net de 1,094 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2013. Le bénéfice net du premier trimestre de 2014 tenait compte d'une perte de change après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 308 M\$, comparativement à celle de 146 M\$ du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en plus des facteurs qui ont eu une incidence sur le résultat opérationnel. Le bénéfice net du premier trimestre de 2013 tenait également compte d'une charge après impôt de 127 M\$ découlant de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur.

Résultat opérationnel

Le solide résultat opérationnel trimestriel de Suncor a bénéficié d'un portefeuille plus rentable composé en quasi-totalité de la production pondérée de pétrole brut, comparativement à 92 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production totale en amont de Suncor s'est établie à 545 300 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) au premier trimestre de 2014, en baisse par rapport à 596 100 bep/j au premier trimestre de 2013. Cette baisse reflète la vente de l'entreprise de gaz naturel conventionnel et l'interruption de la production en Libye, mais elle a été atténuée en partie par la hausse de la production du secteur Sables pétrolifères.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour atteindre 389 300 b/j au premier trimestre de 2014, comparativement à 357 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La Société a obtenu une production de brut synthétique record de 312 200 b/j au premier trimestre de 2014, compte tenu d'une augmentation de 21 % de la production de brut synthétique peu sulfureux comparativement au trimestre correspondant de 2013 grâce à l'amélioration de la fiabilité des usines de valorisation. L'approvisionnement en bitume provenant des installations minières et *in situ* s'est accru par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'accélération de la production à Firebag et de la mise en service des infrastructures destinées au bitume chaud qui ont permis à la Société d'augmenter la capacité d'extraction minière. La production a toutefois ralenti en raison des travaux de maintenance non planifiés d'installations d'exploitation et d'extraction minière, des travaux de maintenance planifiés d'une durée de six semaines visant une unité de cokéfaction entrepris en mars à MacKay River et, dans une moindre mesure, de la constante diminution de l'approvisionnement en gaz naturel auprès de tiers. Suncor a tiré profit de sa souplesse d'exploitation pour rediriger le bitume produit à Firebag vers l'usine de valorisation durant les travaux de maintenance non planifiés afin de maximiser la production de barils à valeur plus élevée.

Au premier trimestre de 2014, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour s'établir en moyenne à 35,60 \$/b, en hausse comparativement à 34,80 \$/b au premier trimestre de 2013. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation du coût du gaz naturel de 2,10 \$/b.

« Nous continuons de remplir notre engagement d'excellence opérationnelle en améliorant la fiabilité de nos usines de valorisation du secteur Sables pétrolifères, a souligné M. Williams. Pour ce trimestre, nos usines de valorisation ont connu un taux d'utilisation de près de 90 %, ce qui nous a permis d'atteindre une production record de brut synthétique tout en réalisant les travaux de maintenance planifiés à la fin du trimestre. Nous continuerons de nous concentrer sur l'amélioration de la fiabilité de nos activités d'extraction minière et de l'ensemble de nos actifs afin de créer davantage de valeur. »

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude est passée de 31 200 b/j au premier trimestre de 2013 à 35 100 b/j au premier trimestre de 2014 en raison de l'amélioration de la fiabilité au premier trimestre de 2014.

Les volumes de production du secteur Exploration et production ont diminué, passant de 207 100 bep/j au premier trimestre de 2013 à 120 900 bep/j au premier trimestre de 2014. Cette baisse s'explique principalement par la vente de l'entreprise de gaz naturel conventionnel de la Société et l'interruption de la production en Libye, mais elle a été atténuée en partie par l'augmentation de la production sur la côte est du Canada et à Buzzard.

Le secteur Raffinage et commercialisation a continué d'afficher une excellente fiabilité au premier trimestre de 2014, le taux d'utilisation des raffineries ayant atteint 96 %, le même que celui du trimestre correspondant de 2013. La Société a réalisé des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines à la raffinerie de Commerce City au premier trimestre de 2014.

Mise à jour concernant notre stratégie

La Société répartit son capital selon un ensemble de priorités clairement définies : assurer des activités durables et fiables; investir dans la croissance rentable et offrir d'excellents rendements aux actionnaires sous forme de dividendes et par la voie de rachats d'actions. Au premier trimestre de 2014, Suncor a honoré sa priorité de valeur en rachetant des actions pour 384 M\$ et en versant à ses actionnaires des dividendes de 338 M\$ (0,23 \$ par action ordinaire), soit une augmentation de plus de 70 % sur les dividendes versés au trimestre correspondant de 2013.

Au premier trimestre de 2014, Suncor a également été autorisée à racheter aux fins d'annulation des actions ordinaires supplémentaires d'une valeur de 1,0 G\$ dans le cadre de son programme de rachat d'actions. Au 21 avril 2014, la tranche n'ayant pas encore été rachetée aux termes du programme actuel était de 1,4 G\$.

Investir dans l'intégration et l'accès au marché

« La réalisation de notre stratégie à long terme d'accès au marché nous place en très bonne position pour l'avenir, s'est réjoui M. Williams. Nous nous sommes assurés une nouvelle capacité pipelinière vers la côte du Golfe des États-Unis et nous avons accru notre capacité de transport ferroviaire du pétrole au prix du brut provenant de l'intérieur des terres vers la raffinerie de Montréal. L'inversion prévue de la canalisation 9 d'Enbridge, de même que l'accès accru au transport ferroviaire, devrait rehausser davantage la rentabilité de la raffinerie de Montréal en donnant à la Société une plus grande souplesse lui permettant de transporter la totalité du brut provenant de l'intérieur des terres vers la raffinerie. »

Suncor a connu un excellent trimestre financier, en partie grâce à l'intégration accrue et aux initiatives d'accès au marché qui se sont accélérées au cours de ce trimestre. Le secteur Raffinage et commercialisation a augmenté les expéditions ferroviaires de brut provenant des terres vers la raffinerie de Montréal, lesquelles devraient atteindre une capacité d'environ 35 000 b/j au deuxième trimestre de 2014. La Société a également commencé à transporter du brut lourd sur la portion du pipeline de TransCanada qui se trouve dans la région de la côte du Golfe. Cette nouvelle capacité de transport lui a permis de livrer plus de 70 000 b/j au prix du brut léger et lourd de la côte du Golfe des États-Unis. Le modèle intégré de la Société et un excellent accès au marché ont permis à Suncor d'obtenir des prix mondiaux sur près de 96 % de sa production en amont au premier trimestre de 2014.

Le 6 mars 2014, l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge a été approuvée par les autorités réglementaires, ce qui a permis d'inverser une portion du pipeline débutant dans le Nord de l'Ontario et se terminant à Montréal. L'inversion prévue de la canalisation 9, conjuguée à un accès accru au transport ferroviaire vers l'est, devrait procurer à la Société la souplesse nécessaire pour approvisionner sa raffinerie de Montréal avec une gamme complète de pétroles au prix du brut provenant de l'intérieur des terres en 2015.

Secteur Sables pétrolifères

Dans le secteur Sables pétrolifères, la fiabilité des usines de valorisation s'est améliorée grâce aux travaux de révision réalisés en 2013 à l'usine de valorisation 1 et à d'autres travaux de maintenance récents. En 2014, les travaux de maintenance planifiés devraient être minimes comparativement à ceux des exercices précédents et porter essentiellement sur le maintien et l'amélioration constante de la fiabilité des actifs.

L'investissement dans les travaux liés au procédé de gestion des résidus et dans la stratégie de gestion des eaux demeure prioritaire. Dans le cadre de la stratégie de gestion des eaux, Suncor prévoit mettre une usine de traitement de l'eau en service au cours du deuxième trimestre de 2014, ce qui devrait réduire la consommation d'eau douce en accroissant la réutilisation et le recyclage des eaux usées.

En avril 2014, la Société a franchi un jalon en procédant aux premières injections de vapeur dans les plateformes de puits associées au projet de désengorgement des installations de MacKay River. La production des premiers barils de pétrole issus de ce projet est attendue au troisième trimestre de 2014. Ce projet vise à accroître la capacité totale de production d'environ 20 % pour l'amener à 38 000 b/j d'ici la fin de 2015. Suncor continue également de travailler en vue de l'obtention en 2014 d'une décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissement de MacKay River, dont la capacité nominale initiale visée est de 20 000 b/j environ et où la production de pétrole devrait commencer en 2017. En outre, Suncor continue de faire progresser d'autres initiatives de désengorgement des infrastructures logistiques et des installations de Firebag.

Coentreprises de Sables pétrolifères

Les activités du projet Fort Hills ont été axées sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'approvisionnement et le démarrage du chantier. Ce projet devrait procurer à Suncor environ 73 000 b/j de bitume. La production de pétrole devrait débuter dès le quatrième trimestre de 2017 et atteindre 90 % de sa capacité de production prévue dans un délai de 12 mois.

Exploration et production

Grâce aux jalons importants franchis en 2013, les activités de forage du projet Golden Eagle ont commencé au premier trimestre de 2014. Comme prévu, les premiers barils de pétrole devaient être 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 premier trimestre de 2014, les premiers barils de pétrole étant attendus en 2017.

La Société mène actuellement de nombreux projets d'extension visant à agrandir des installations et infrastructures existantes. Après l'achèvement des installations sous-marines de l'unité d'extension sud d'Hibernia en 2013, les activités de forage ont débuté au cours du premier trimestre de 2014. L'aménagement de la deuxième phase du projet d'extension sud de White Rose s'est poursuivi au premier trimestre de 2014. Ensemble, ces projets d'extension devraient accroître la production globale et prolonger la vie productive des champs existants dès 2015. Une décision d'autorisation des dépenses pour l'agrandissement supplémentaire de la partie ouest de White Rose est attendue à la fin de 2014.

Rapprochement du résultat opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le	
	2014	31 mars 2013
Résultat net	1 485	1 094
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	308	146
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur ²⁾	—	127
Résultat opérationnel	1 793	1 367

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

2) Représente le coût prévu de l'abandon du projet, compte tenu des coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, ainsi que des frais liés à l'annulation de contrats.

Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour les prévisions qu'elle avait publiées pour 2014 afin de modifier son hypothèse relative au prix du gaz naturel (AECO – C Spot), le faisant passer de 3,86 \$ CA le gigajoule à 4,50 \$ CA le gigajoule. Pour de plus amples détails concernant les prévisions révisées de la Société de 2014, les hypothèses sous-jacentes et les facteurs de risque, veuillez consulter www.suncor.com/fr/investor.

Conversion des mesures

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

RAPPORT DE GESTION

Le 28 avril 2014

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

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (le « rapport annuel 2013 »). Toute mention d'E&P Canada désigne à la fois les activités extracôtières de Suncor menées par le secteur Côte Est du Canada et les activités terrestres menées par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Toute mention d'E&P International désigne les biens du secteur auparavant désigné « International ».

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 2014, à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2013 et à son rapport de gestion annuel 2013.

Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 28 février 2014 (la « notice annuelle de 2013 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à www.sedar.com, à www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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

Table des matières

1. Mises en garde	5
2. Faits saillants du premier trimestre	7
3. Information financière consolidée	8
4. Résultats sectoriels et analyse	12
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	24
6. Situation financière et situation de trésorerie	26
7. Données financières trimestrielles	29
8. Autres éléments	31
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	32
10. Abréviations courantes	36
11. Énoncés prospectifs	37

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie en conformité avec les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board, laquelle s'inscrit dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »). En date du 1^{er} janvier 2013, Suncor a adopté de nouvelles normes comptables et des normes comptables révisées. Les chiffres comparatifs présentés dans le

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

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

Mesures financières hors PCGR

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

Ces mesures financières hors PCGR sont présentées parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, le niveau d'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Elles ne doivent donc pas être prises en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies conformément aux PCGR.

Facteurs de risque et information prospective

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

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

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE

- **Des résultats financiers record ont été enregistrés pour le premier trimestre.**
 - Le résultat net s'est établi à 1,485 G\$ pour le premier trimestre de 2014, en comparaison de 1,094 G\$ pour le premier trimestre de 2013. En plus de refléter l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel, le résultat net du trimestre rend compte de la prise en compte d'une perte de change après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 308 M\$, comparativement à 146 M\$ pour l'exercice précédent. Le résultat net du premier trimestre de 2013 tenait aussi compte d'une charge après impôt de 127 M\$ attribuable à l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur.
 - Suncor a inscrit un bénéfice opérationnel record¹⁾ de 1,793 G\$ pour le premier trimestre de 2014, contre 1,367 G\$ pour le premier trimestre de 2013, en raison des prix élevés qui ont été obtenus pour la production en amont, grâce notamment à l'incidence favorable des taux de change et de la hausse des prix du pétrole provenant de l'intérieur des terres, ainsi qu'aux importantes marges de raffinage dégagées. En outre, la souplesse opérationnelle et la fiabilité accrues des installations de valorisation ont contribué à l'établissement d'une production record de pétrole brut synthétique et à une composition favorable des produits. Ces facteurs ont toutefois été partiellement neutralisés par une hausse des charges d'exploitation et une baisse de la production du secteur Exploration et production.
 - Les flux de trésorerie opérationnels¹⁾ se sont établis à 2,880 G\$ pour le premier trimestre de 2014, en comparaison de 2,284 G\$ pour le premier trimestre de 2013, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel. Les flux de trésorerie disponibles¹⁾ se sont accrus pour passer de 2,638 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 mars 2013 à 3,226 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 mars 2014.
 - Le RCI¹⁾ (compte non tenu des projets majeurs en cours) s'est établi à 12,6 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2014, en hausse par rapport au rendement de 7,1 % enregistré pour la période correspondante de l'exercice précédent.
- **Les installations de valorisation et les raffineries affichent une excellente fiabilité.** Suncor a enregistré une fiabilité record de ses installations de valorisation et un taux d'utilisation élevé des raffineries, malgré les travaux de maintenance planifiés qui ont été menés à l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 2 et les travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines qui ont été exécutés à la raffinerie de Commerce City.
- **Suncor a optimisé la rentabilité de chaque baril produit.** Au premier trimestre de 2014, la souplesse opérationnelle de la Société lui a permis de rediriger sa production de bitume *in situ* vers ses installations de valorisation durant les travaux de maintenance non planifiés menés aux installations d'extraction et de produire ainsi des volumes inégaux de pétrole brut synthétique offrant une grande proportion de pétrole brut synthétique peu sulfureux. Les marges de raffinage, qui ont atteint un niveau record, ont bénéficié de la hausse généralisée des prix du pétrole brut, puisque des charges d'alimentation achetées durant des périodes où les prix du pétrole brut étaient moins élevés ont été traitées et vendues au cours du trimestre, ainsi que des fortes marges de raffinage qui ont été dégagées par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord malgré le recul des marges de craquage de référence enregistrée au premier trimestre de 2014.
- **L'accès accru au marché contribue à l'atteinte d'excellents résultats.** Les volumes de pétrole brut expédiés par train jusqu'à la raffinerie de Montréal de la Société se sont établis en moyenne à 20 000 b/j au premier trimestre de 2014 et devraient atteindre 35 000 b/j au deuxième trimestre de 2014. Au cours du trimestre, la Société a également commencé à acheminer du pétrole brut lourd sur le pipeline de la côte du golfe de TransCanada, lequel lui donne accès à une capacité de transport supplémentaire de plus de 70 000 b/j de pétrole qui pourront être vendus à des prix établis en fonction des prix mondiaux.
- **La raffinerie de Montréal est positionnée pour recevoir une gamme complète de bruts provenant de l'intérieur des terres.** Au cours du trimestre, les autorités réglementaires ont approuvé l'inversion de la canalisation 9 du réseau d'Enbridge. L'inversion de la canalisation 9 devrait accroître la capacité de la Société à raffiner du pétrole au prix du brut provenant de l'intérieur des terres, dont une partie du pétrole brut produit par le secteur Sables pétrolifères. Le renversement prévu du flot d'écoulement du pipeline 9 et l'accès ferroviaire accru vers l'Est devraient donner à la Société la souplesse requise pour approvisionner sa raffinerie de Montréal au moyen d'une gamme complète de pétroles au prix du brut provenant de l'intérieur des terres en 2015.
- **Suncor continue de redistribuer de la trésorerie actionnaires.** Au cours du trimestre, Suncor a redistribué 384 M\$ par la voie de rachats d'actions et 338 M\$ par la voie du versement de dividendes, ce qui représente une hausse de plus de 70 % des dividendes versés par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie opérationnels, les flux de trésorerie disponibles et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Résultat net		
Sables pétrolifères	899	326
Exploration et production	294	354
Raffinage et commercialisation	787	782
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(495)	(368)
Total	1 485	1 094
Résultat opérationnel¹⁾		
Sables pétrolifères	899	453
Exploration et production	294	354
Raffinage et commercialisation	787	782
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(187)	(222)
Total	1 793	1 367
Flux de trésorerie opérationnels¹⁾		
Sables pétrolifères	1 469	848
Exploration et production	600	690
Raffinage et commercialisation	930	1 067
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(119)	(321)
Total	2 880	2 284
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾		
Maintien	647	730
Croissance	735	659
Total	1 382	1 389

Périodes de douze mois closes
les 31 mars

(en millions de dollars)	2014	2013
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	3 226	2 638

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

2) Ne tiennent pas compte des intérêts capitalisés.

Faits saillants opérationnels

	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Volumes de production par secteur		
Sables pétrolifères (kb/j)	424,4	389,0
Exploration et production (kbep/j)	120,9	207,1
Total	545,3	596,1
Composition de la production		
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	92/8
Taux d'utilisation des raffineries (%)	96	96
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	442,0	443,0

Résultat net

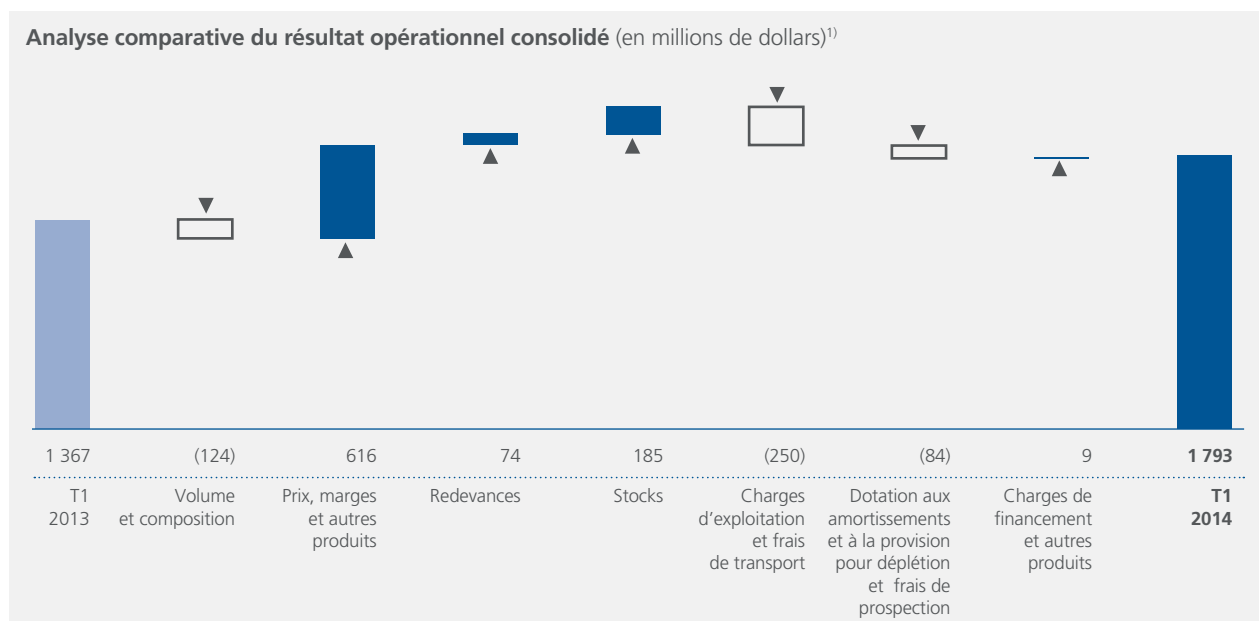
Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 1,485 G\$ pour le premier trimestre de 2014, en comparaison de 1,094 G\$ pour le premier trimestre de 2013. Le résultat net a essentiellement subi l'influence des mêmes facteurs qui ont eu une incidence sur le résultat opérationnel et qui sont décrits plus loin dans la présente section du rapport de gestion. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprennent les suivants :

- La Société a comptabilisé, pour le premier trimestre de 2014, une perte de change latente après impôt de 308 M\$ à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars US, en comparaison d'une perte de 146 M\$ pour le premier trimestre de 2013.
- Pour le premier trimestre de 2013, la Société a comptabilisé une charge après impôt de 127 M\$ attribuable à l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur, qui comprenait les coûts de démantèlement et de remise en état liés au site Voyageur ainsi que les frais d'annulation de contrats.

Résultat opérationnel

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Résultat net	1 485	1 094
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	308	146
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur	—	127
Résultat opérationnel ¹⁾	1 793	1 367

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.



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse comparative.

Suncor a inscrit un bénéfice opérationnel consolidé de 1,793 G\$ pour le premier trimestre de 2014, en comparaison de 1,367 G\$ pour le premier trimestre de 2013. Cette progression est essentiellement attribuable aux prix élevés qui ont été obtenus pour la production en amont par suite de l'incidence favorable de l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, accompagnés de la hausse du prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres, de même qu'à l'augmentation des marges de raffinage dégagées par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord, qui ont notamment bénéficié de l'incidence favorable de la hausse généralisée des prix du brut, puisque des charges

d'alimentation achetées durant des périodes où les prix du pétrole brut étaient moins élevés ont été traitées et vendues au cours du trimestre. Les prélèvements plus importants effectués sur les stocks des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production ont donné lieu à une hausse du volume des ventes, ce qui a contribué à la croissance du bénéfice opérationnel. La hausse du volume de production du secteur Sables pétrolifères a également eu une incidence positive sur le bénéfice opérationnel, en raison principalement de l'accroissement de la cadence de production à Firebag et de la mise en service des installations de bitume chaud, ce qui, ajouté à l'excellente fiabilité et flexibilité opérationnelles des installations du secteur Sables pétrolifères, a permis de dégager une production de pétrole brut synthétique record et d'obtenir une composition favorable des produits. L'incidence favorable de ces facteurs a toutefois été partiellement neutralisée par le fléchissement du volume de production du secteur Exploration et production dû à la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel conclue en 2013 et à l'interruption prolongée de la production en Libye, ainsi que par l'augmentation des charges d'exploitation qui a résulté notamment de la hausse des prix du gaz naturel.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Sables pétrolifères	26	(8)
Exploration et production	4	6
Raffinage et commercialisation	14	5
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	50	33
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	94	36

Flux de trésorerie opérationnels

Les flux de trésorerie opérationnels consolidés se sont chiffrés à 2,880 G\$ pour le premier trimestre de 2014, en comparaison de 2,284 G\$ pour le premier trimestre de 2013. La hausse des flux de trésorerie opérationnels est attribuable aux facteurs décrits précédemment 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 mars (sauf indication contraire)		2014	2013
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	98,70	94,35
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	107,80	112,65
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	18,45	10,60
MSW à Edmonton	\$ CA/b	90,70	88,45
WCS à Hardisty	\$ US/b	75,55	62,40
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	23,15	31,95
Condensat à Edmonton	\$ US/b	102,65	107,20
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	5,70	3,20
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,40	31,20
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,35	27,10
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	17,40	30,55
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	17,15	28,80
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,91	0,99
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,90	0,98

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont bénéficié de la hausse du prix du WTI, qui est passé de 94,35 \$ US/b au premier trimestre de 2013 à 98,70 \$ US/b au premier trimestre de 2014. La hausse des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est également attribuable à l'augmentation de la capacité de transport entre Cushing et la côte américaine du golfe du Mexique qui a résulté de la mise en service du nouveau pipeline reliant la côte du golfe au premier trimestre de 2014.

Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, pour lequel le prix obtenu est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Les cours du MSW à Edmonton et du WCS à Hardisty ont augmenté au premier trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui a donné lieu à une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant afin de faciliter la livraison par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un cours de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton et pétrole brut synthétique). La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume. Les prix moyens du WCS à Hardisty ont augmenté et ceux du condensat à Edmonton ont diminué au premier trimestre de 2014 par rapport au premier trimestre de 2013, de sorte que les prix obtenus pour le bitume ont été plus élevés.

Le prix obtenu par Suncor pour la production de pétrole brut provenant du secteur Exploration et production est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent. Le cours du pétrole brut Brent a diminué pour s'établir à 107,80 \$ US/b au premier trimestre de 2014, en comparaison de 112,65 \$ US/b au premier trimestre de 2013.

Outre les marchés de référence décrits plus haut, la production en amont peut être vendue sur d'autres marchés où les prix relatifs peuvent varier en fonction des facteurs locaux de l'offre et de la demande et des frais de transport. Les prix obtenus par Suncor sont nets des frais de transport.

Le prix obtenu par Suncor pour la production de gaz naturel provenant du secteur Exploration et production est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le gaz naturel est également utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de la Société et pour ses activités de raffinage. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 5,70 \$ le kpi³ pour le premier trimestre de 2014, en hausse comparativement à 3,20 \$ le kpi³ pour le premier trimestre de 2013.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées par les marges de craquage 3-2-1, indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation du brut, tandis que les marges de raffinage réelles sont établies d'après la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment de l'achat de la charge d'alimentation et le moment où celle-ci est traitée et vendue à un tiers. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, de même que par la configuration de la raffinerie et les marchés de vente des produits raffinés qui lui sont propres. Les marges de craquage ont diminué considérablement au premier trimestre de 2014, ce qui a eu une incidence défavorable sur les marges de raffinage. Les marges de raffinage ont néanmoins affiché une hausse globale, grâce notamment à l'incidence de l'utilisation de la méthode d'évaluation des stocks PEPS et aux marges de raffinage élevées dégagées par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord.

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

Au premier trimestre de 2014, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 0,99 à 0,91, ce qui a eu une incidence favorable sur les prix obtenus par la Société au cours du trimestre.

À l'inverse, bon nombre d'actifs et de passifs de Suncor, notamment la majeure partie de sa dette, sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.

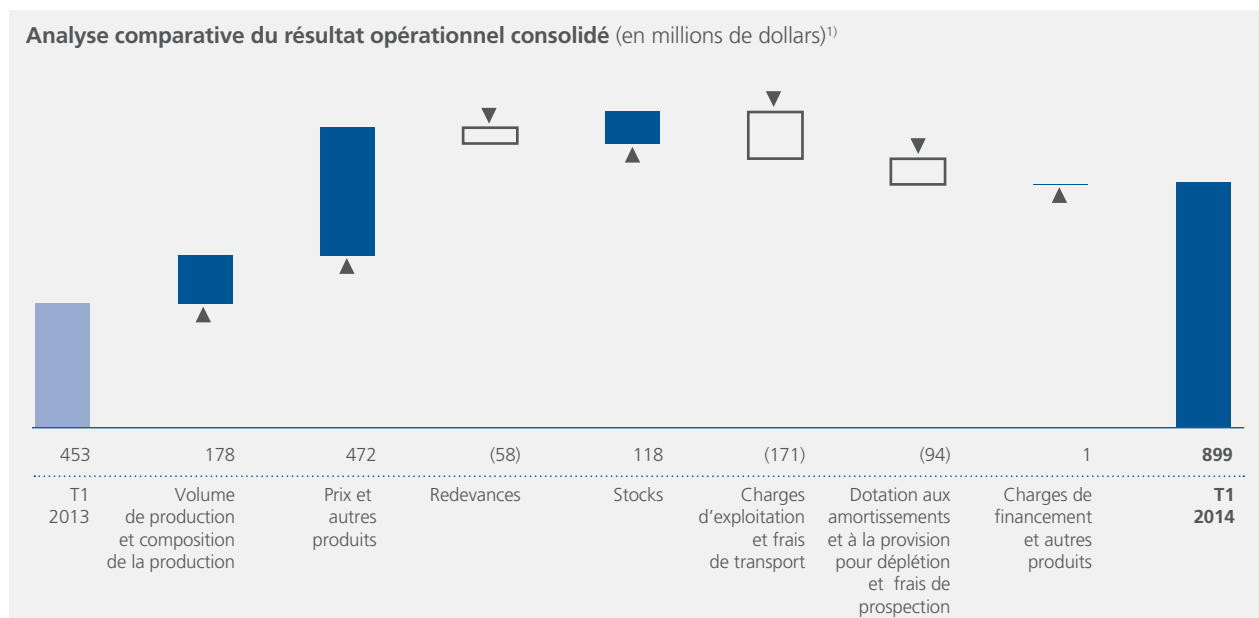
4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	2014	Trimestres clos les 31 mars 2013
Produits bruts	3 890	3 043
Moins les redevances	(192)	(173)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 698	2 870
Résultat net	899	326
Ajusté pour rendre compte de l'incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur	—	127
Résultat opérationnel ¹⁾	899	453
<i>Sables pétrolifères</i>	849	411
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	50	42
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	1 469	848

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



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse comparative.

Le bénéfice opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 849 M\$, en hausse comparativement à celui de 411 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette progression s'explique principalement par l'augmentation des prix moyens obtenus qui a résulté notamment de l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain ainsi que par l'accroissement de la production globale qui a résulté notamment de la production record de pétrole brut synthétique enregistrée et de la forte proportion de pétrole brut peu sulfureux produit. Ces facteurs favorables ont toutefois été partiellement neutralisés par l'augmentation des charges d'exploitation et de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion. Le bénéfice opérationnel du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 50 M\$ au premier trimestre de 2014, en comparaison de 42 M\$ au premier trimestre de 2013, en raison essentiellement de l'augmentation des prix obtenus et de la hausse de la production, partiellement neutralisées par l'augmentation des charges d'exploitation.

Volumes de production ¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	312,2	308,6
Bitume non valorisé	77,1	49,2
Sables pétrolifères	389,3	357,8
Coentreprises des Sables pétrolifères	35,1	31,2
Total	424,4	389,0

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.

Le volume de production du secteur Sables pétrolifères s'est accru pour s'établir à 389 300 b/j au premier trimestre de 2014, en comparaison de 357 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce principalement à l'accroissement de la production à Firebag et à la mise en service des installations de bitume chaud, laquelle a permis à la Société d'accroître davantage la production minière. L'excellente fiabilité des installations de valorisation observée durant le trimestre a permis de dégager une production de pétrole brut synthétique record de 312 200 b/j pour le premier trimestre de 2014, en comparaison d'une production de 308 600 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et d'accroître la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux. La hausse du volume de produits valorisés par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent a été partiellement contrebalancée par l'incidence des travaux de maintenance planifiés de l'unité de cokéfaction d'une durée de six semaines qui ont débuté en mars.

Production de bitume

	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Sables pétrolifères – Activités de base		
Production de bitume (kb/j)	290,6	278,9
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	435,7	430,6
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,67	0,65
Production <i>in situ</i>		
Production de bitume – Firebag (kb/j)	164,1	137,0
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	23,0	28,5
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	187,1	165,5
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	3,1	3,4
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,7	2,5

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières menées par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a augmenté pour s'établir en moyenne à 290 600 b/j au premier trimestre de 2014, en comparaison de 278 900 b/j au premier trimestre de 2013. La quantité de minerai extrait s'est accrue par rapport au premier trimestre de 2013 en raison de la mise en place des infrastructures liées au bitume chaud, lesquelles ont permis à la Société de lever les obstacles à l'extraction minière. Cette hausse a toutefois été partiellement neutralisée par les travaux de maintenance non planifiés qui ont dû être exécutés à l'égard des installations d'exploitation et d'extraction minières en raison du temps froid.

La production de bitume tirée des activités *in situ* s'est établie en moyenne à 187 100 b/j au premier trimestre de 2014, en comparaison de 165 500 b/j au premier trimestre de 2013, ce qui tient principalement à l'accroissement de la production à Firebag, dont l'incidence favorable a toutefois été atténuée par les travaux de maintenance non planifiés exécutés à MacKay River. Les problèmes persistants d'approvisionnement en gaz naturel qui ont commencé au quatrième trimestre de 2013 n'ont eu que de faibles répercussions sur la production tirée de Firebag au premier trimestre de 2014. L'offre de gaz naturel devrait se trouver réduite de façon intermittente jusqu'à la fin du deuxième trimestre de 2014 pendant que l'entreprise termine ses activités d'enquête et de remise en état, ce qui ne devrait toutefois pas avoir de conséquences importantes pour Suncor. À MacKay River, la production a diminué pour s'établir à 23 000 b/j au premier trimestre de 2014, en comparaison de 28 500 b/j au premier trimestre de 2013, en raison des travaux de maintenance non planifiés exécutés durant le trimestre, lesquels avaient été achevés à la clôture du trimestre.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie en moyenne à 35 100 b/j au premier trimestre de 2014, en comparaison de 31 200 b/j au premier trimestre de 2013. Cette hausse est attribuable à l'amélioration de la fiabilité des installations.

Volume des ventes et composition des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	123,0	112,7
Diesel	31,7	9,0
Pétrole brut synthétique sulfureux	167,8	190,6
Produits valorisés	322,5	312,3
Bitume non valorisé	70,3	47,1
Total	392,8	359,4

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 392 800 b/j au premier trimestre de 2014, en hausse par rapport à celui de 359 400 b/j enregistré au premier trimestre de 2013, en raison principalement de l'accroissement des volumes de production et des plus importants prélèvements effectués sur les stocks par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le volume des ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux et de diesel a augmenté considérablement par rapport au premier trimestre de 2013, en raison de l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation.

Stocks

Les stocks ont été réduits au premier trimestre de 2014 en raison des travaux de maintenance planifiés qui ont débuté en mars. En comparaison, la réduction des stocks avait été moins marquée durant le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier trimestre de 2014, les stocks ont été écoulés et vendus à des prix supérieurs à ceux qui avaient été obtenus au premier trimestre de 2013, ce qui a contribué à la hausse du résultat opérationnel.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	115,11	97,70
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	79,62	68,52
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	93,63	78,41
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(15,27)	(16,80)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères		
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	105,93	95,51
Syncrude, par rapport au WTI	(2,97)	0,30

Le prix de vente moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 93,63 \$/b au premier trimestre de 2014, en comparaison de 78,41 \$/b au premier trimestre de 2013, en raison principalement de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, de la hausse des cours du WTI et du rétrécissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd, auxquels s'est ajoutée une composition favorable des produits. Au premier trimestre de 2014, les prix moyens obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont subi l'incidence des pressions sur les prix exercées par la plus grande offre de pétrole brut synthétique peu sulfureux sur le marché attribuable à la production soutenue de certains grands producteurs. Ce facteur a toutefois été plus que compensé par l'incidence favorable du change et par la hausse du cours du WTI. Les prix moyens obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux et le bitume ont augmenté au premier trimestre de 2014. Ces produits se sont vendus moyennant un escompte moins élevé par rapport au prix du WTI qu'au premier trimestre de 2013, ce qui s'explique principalement par le raffermissement de la demande pour le bitume et par l'accroissement de la capacité de transport.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été plus élevées au premier trimestre de 2014 qu'au premier trimestre de 2013, en raison essentiellement de l'augmentation des prix du bitume et de la hausse de la production.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été plus élevés au premier trimestre de 2014 qu'au premier trimestre de 2013. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des charges d'exploitation décaissées » ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et les coûts non liés à la production. Les frais de transport du premier trimestre de 2014 ont été supérieurs à ceux du premier trimestre de 2013, en raison principalement de la hausse du volume des ventes, qui a notamment entraîné des coûts supplémentaires résultant des importations accrues de diluant et du plus grand accès au transport par pipeline.

Les charges d'exploitation de Syncrude ont été plus élevées au premier trimestre de 2014 qu'au premier trimestre de 2013, en raison de l'accroissement de la production, des coûts liés aux travaux de maintenance périodiques et de la hausse des prix et de la consommation du gaz naturel.

La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation a augmenté au premier trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de 2013, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la valeur des actifs qui a résulté de la mise en service des plateformes de puits de Firebag et des actifs connexes destinés au bitume chaud au deuxième semestre de 2013, ainsi que par les travaux de révision de l'usine de valorisation 1 exécutés en 2013.

Rapprochement des charges d'exploitation décaissées ¹⁾

	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 529	1 397
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(160)	(125)
Coûts non liés à la production ²⁾	(95)	(74)
Autres ³⁾	(24)	(78)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (en millions de dollars)	1 250	1 120
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	35,60	34,80

- 1) Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et le coût des charges d'alimentation 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 d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour s'établir en moyenne à 35,60 \$/b au premier trimestre de 2014, en comparaison de 34,80 \$/b au premier trimestre de 2013, en raison surtout de l'augmentation de 2,10 \$/b du coût du gaz naturel, partiellement contrebalancée par l'accroissement des volumes de production.

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

Travaux de maintenance planifiés

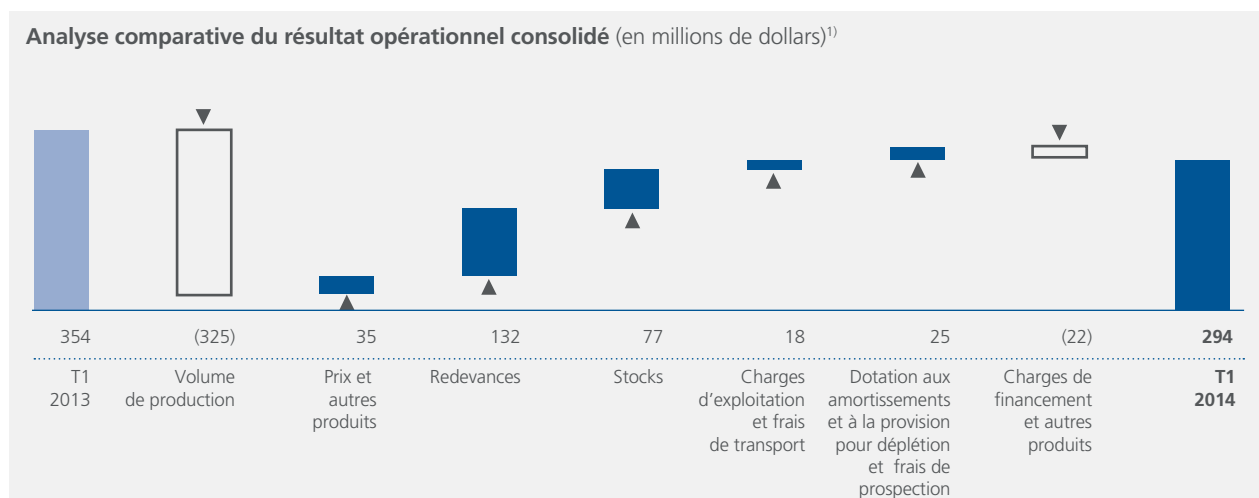
La société compte procéder à des travaux de maintenance portant sur une unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 au cours des troisième et quatrième trimestres de 2014. Les prévisions de la Société pour 2014 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Produits bruts	1 441	1 772
Moins les redevances	(163)	(314)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 278	1 458
Résultat net	294	354
Résultat opérationnel ¹⁾	294	354
<i>E&P Canada</i>	190	157
<i>E&P International</i>	104	197
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	600	690

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



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse comparative.

Le secteur Exploration et production a inscrit un bénéfice opérationnel de 294 M\$ pour le premier trimestre de 2014, en comparaison de 354 M\$ pour le premier trimestre de 2013. Le bénéfice opérationnel d'E&P Canada a augmenté pour s'établir à 190 M\$, ce qui s'explique principalement par l'accroissement du volume des ventes, une réduction des stocks ayant été enregistrée pour le trimestre écoulé, en comparaison d'une accumulation de stocks pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ainsi que par l'augmentation des prix obtenus qui a résulté de l'incidence favorable du change. L'incidence positive de ces facteurs a toutefois été partiellement neutralisée par le fléchissement de la production de gaz naturel qui a résulté de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel conclue en 2013. Le bénéfice opérationnel d'E&P International a reculé pour se fixer à 104 M\$, en raison surtout de l'interruption prolongée de la production en Libye et des coûts liés aux activités de prospection et à certaines activités menées dans les champs.

Volumes de production

	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
E&P Canada		
Terra Nova (kb/j)	18,2	14,2
Hibernia (kb/j)	25,2	27,8
White Rose (kb/j)	16,5	16,4
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	4,3	51,5
	64,2	109,9
E&P International		
Buzzard (kbep/j)	56,5	55,3
Libye (kb/j)	0,2	41,9
	56,7	97,2
Production totale (kbep/j)	120,9	207,1
Composition (liquides/gaz) (%)	96/4	78/22

La production d'E&P Canada a fléchi pour s'établir en moyenne à 64 200 bep/j au premier trimestre de 2014, en comparaison de 109 900 bep/j au premier trimestre de 2013, en raison surtout de l'incidence de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel, partiellement compensée par la légère hausse de la production du secteur Côte Est du Canada, des travaux d'entretien exécutés à l'égard de deux des trois plateformes de forage de Terra Nova ayant pesé sur la production du premier trimestre de 2013.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 56 700 bep/j au premier trimestre de 2014, en baisse comparativement à 97 200 bep/j au premier trimestre de 2013, en raison surtout de l'interruption prolongée de la production en Libye. L'agitation politique qui avait eu des répercussions sur les activités des terminaux d'exportation de la Libye au deuxième semestre de 2013 s'est poursuivie tout au long du trimestre.

Prix obtenus

	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances		
Exploration et production		
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	117,75	109,14
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	5,30	3,02
E&P International (\$/bep)	111,55	110,69

Bien que les cours de référence du Brent aient fléchi par rapport au premier trimestre de 2013, les prix obtenus ont augmenté en raison de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les prix obtenus pour le gaz naturel ont été plus élevés, en raison de la hausse des cours de référence du gaz naturel.

Redevances

Les redevances du secteur Exploration et production ont été moins élevées au premier trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient principalement à l'interruption de la production en Libye et à la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation des prix obtenus et des taux de redevance pour le secteur Côte Est du Canada.

Stocks

Au cours du premier trimestre de 2014, la Société a dû puiser dans les stocks qui avaient été constitués à la fin du quatrième 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.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont diminué au premier trimestre de 2014 par rapport au premier trimestre de 2013, en raison principalement de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel, partiellement contrebalancée par les charges supplémentaires qui ont résulté du prélèvement sur les stocks effectué par le secteur Côte Est du Canada.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été moins élevés au premier trimestre de 2014 qu'au premier trimestre de 2013, du fait de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel et de l'interruption prolongée de la production en Libye, partiellement contrebalancés par l'accroissement du volume des ventes du secteur Côte Est du Canada. Les frais de prospection tiennent compte de charges comptabilisées pour ces deux trimestres au titre de puits inexploitable, plus précisément deux puits d'exploration en Libye dans le cas du premier trimestre de 2014 et le puits d'exploration Romeo, au Royaume-Uni, dans le cas du premier trimestre de 2013.

Les charges de financement et les autres produits tiennent compte d'un profit comptabilisé au trimestre correspondant de l'exercice précédent à la suite d'une modification de l'estimation de la provision liée aux engagements futurs relatifs à la capacité pipelinère inutilisée de certains pipelines de gaz naturel.

Travaux de maintenance planifiés

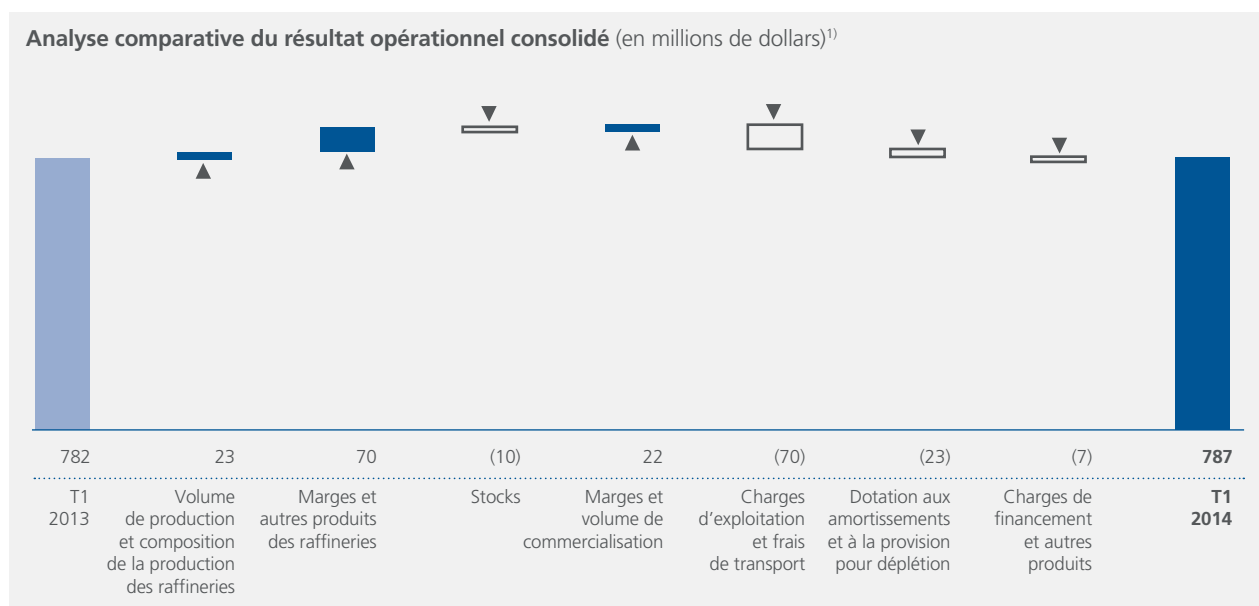
La Société prévoit mener des travaux de maintenance planifiés à Terra Nova, à White Rose et à Buzzard au troisième trimestre de 2014. De plus, des travaux de maintenance portant sur le système de pipeline d'un tiers qui seront réalisés au deuxième trimestre de 2014 auront des répercussions sur Buzzard. Les répercussions estimatives de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2014.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Produits d'exploitation	6 760	6 581
Résultat net	787	782
Résultat opérationnel ¹⁾	787	782
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	709	713
<i>Activités de commercialisation</i>	78	69
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	930	1 067

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



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse comparative.

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit un bénéfice opérationnel record de 787 M\$ pour le premier trimestre de 2014, en comparaison d'un bénéfice opérationnel de 782 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette progression tient principalement à l'incidence favorable plus marquée du traitement de charges d'alimentation moins coûteuses qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, à l'incidence favorable de l'affaiblissement du dollar canadien, aux marges de raffinage élevées générées par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord par rapport aux marges de référence ainsi qu'à la diminution du coût des charges d'alimentation de la raffinerie de Montréal attribuable à l'accroissement des expéditions par train. Ces facteurs positifs ont toutefois été partiellement neutralisés par la diminution des marges de craquage de référence qui a résulté du rétrécissement de l'écart de prix entre le WTI et le Brent et par l'augmentation des charges d'exploitation et des frais de transport.

L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 78 M\$ pour le premier trimestre de 2014, en hausse par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la vigueur des ventes au détail et des marges dégagées sur celles-ci, ajoutée à l'augmentation des marges dégagées sur les ventes de lubrifiant.

Volumes

	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Pétrole brut traité (kb/j)		
Est de l'Amérique du Nord	210,3	205,7
Ouest de l'Amérique du Nord	231,7	237,3
Total	442,0	443,0
Taux d'utilisation des raffineries^{1),2)} (%)		
Est de l'Amérique du Nord	95	93
Ouest de l'Amérique du Nord	97	100
Moyenne	96	96
Ventes de produits raffinés (kb/j)		
Essence	230,7	247,8
Distillat	207,1	214,5
Autres	77,5	79,9
Total	515,3	542,2

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

Le débit de traitement du brut par les raffineries est demeuré élevé au premier trimestre de 2014, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation moyen des raffineries de 96 %, soit le même pourcentage qu'au premier trimestre de 2013. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 210 300 b/j au premier trimestre de 2014, en comparaison de 205 700 b/j au premier trimestre de l'exercice précédent, grâce surtout à l'excellente fiabilité des raffineries de Sarnia et de Montréal. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a diminué pour s'établir à 231 700 b/j au premier trimestre de 2014, en comparaison de 237 300 b/j au premier trimestre de 2013, ce qui tient essentiellement au plus grand volume de travaux de maintenance planifiés exécutés au premier trimestre de 2014, notamment les travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines menés à la raffinerie de Commerce City.

Les ventes totales ont diminué pour se chiffrer à 515 300 b/j au premier trimestre de 2014, en comparaison de 542 200 b/j au premier trimestre de 2013, en raison de l'important volume de stocks constitués en prévision des travaux de maintenance planifiés devant être exécutés au deuxième trimestre de 2014 aux raffineries de Montréal et d'Edmonton.

Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les marges des produits raffinés ont été plus élevées au premier trimestre de 2014 qu'au premier trimestre de 2013, en raison de ce qui suit :

- Les marges de raffinage ont bénéficié de la hausse généralisée des prix du pétrole brut, puisque des charges d'alimentation achetées durant des périodes où les prix du pétrole brut étaient moins élevés ont été traitées et vendues au cours du trimestre. Au premier trimestre de 2014, l'incidence de la comptabilisation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, plutôt que selon la méthode DEPS¹⁾, a eu une incidence favorable sur le résultat net d'environ 200 M\$ après impôt, en comparaison de 117 M\$ après impôt au premier trimestre de 2013.

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

- Le rétrécissement de l'écart de prix entre le Brent et le WTI a contribué à la diminution des marges de craquage de référence observée au premier trimestre de 2014 et a eu une incidence négative sur les marges de raffinage. Les marges de craquage de référence ont été nettement moins élevées qu'au premier trimestre de l'exercice précédent pour l'ensemble des régions où la Société vend des produits raffinés. Ce fléchissement a toutefois été partiellement compensé par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et par les marges de raffinage élevées dégagées par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord par rapport aux marges de référence.
- Le rétrécissement des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd provenant de l'intérieur des terres a entraîné une hausse du coût des charges d'alimentation. L'incidence défavorable de cette hausse a toutefois été partiellement compensée par l'accroissement des expéditions par train jusqu'à la raffinerie de Montréal, lesquelles ont permis à Suncor de tirer parti des écarts de prix entre le brut provenant de l'intérieur des terres et le brut Brent. Le volume de pétrole brut acheminé par train s'est élevé en moyenne à 20 000 b/j au premier trimestre de 2014 et il devrait augmenter pour atteindre 35 000 b/j au deuxième trimestre de 2014.

Les marges de commercialisation ont été plus élevées au premier trimestre de 2014 qu'au premier trimestre de 2013, en raison surtout de l'augmentation des marges dégagées sur les ventes au détail, les ventes en gros et les ventes de lubrifiants.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été plus élevés au premier trimestre de 2014 qu'au premier trimestre de 2013, en raison principalement de l'augmentation des prix de l'énergie, de la hausse des frais de transport, principalement en raison de l'augmentation du rythme de livraison de produits finis, et de maintenance et de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au premier trimestre de 2014 par suite des acquisitions d'actifs réalisées depuis le premier trimestre de 2013, ce qui comprend notamment les coûts liés aux travaux de maintenance planifiés exécutés en 2013.

Travaux de maintenance planifiés

La raffinerie d'Edmonton 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. 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 neuf semaines vers la fin du troisième trimestre de 2014.

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

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Résultat net	(495)	(368)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	308	146
Résultat opérationnel ¹⁾	(187)	(222)
Énergie renouvelable	21	12
Négociation de l'énergie	78	78
Siège social	(215)	(243)
Éliminations	(71)	(69)
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	(119)	(321)

1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat opérationnel et du résultat net est présenté ci-dessous. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	125	127
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	103	109

Au premier trimestre de 2014, les actifs liés à l'énergie renouvelable ont contribué à hauteur de 21 M\$ au résultat opérationnel, tandis qu'ils y avaient contribué à hauteur de 12 M\$ au premier trimestre de 2013. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation des marges dégagées sur la production d'éthanol qui a résulté de la baisse du coût des charges d'alimentation, et qui a été neutralisée par la diminution des volumes de production. Les prix de l'électricité et la production sont demeurés stables par rapport au trimestre correspondant de 2013.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont contribué à hauteur de 78 M\$ au résultat opérationnel, ce qui correspond au rendement obtenu au premier trimestre de 2013. La hausse des profits liés aux stratégies de négociation du gaz naturel qui a découlé de l'augmentation des prix du gaz naturel a été neutralisée par une baisse des profits liés aux stratégies de négociation du pétrole brut lourd canadien et américain attribuable au rétrécissement des écarts de prix.

Siège social

Le siège social a inscrit une perte opérationnelle de 215 M\$ pour le premier trimestre de 2014, en comparaison d'une perte opérationnelle de 243 M\$ pour le premier trimestre de 2013. La diminution de la perte opérationnelle est principalement attribuable aux profits de change liés aux activités opérationnelles, à la diminution de la charge d'amortissement étant donné que les projets de conversion de systèmes ont été pleinement amortis au cours de l'exercice précédent ainsi qu'à la hausse des intérêts capitalisés, ces facteurs ayant été contrebalancés en partie par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions. Au premier trimestre de 2014, la Société a incorporé une tranche de 108 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 96 M\$ au premier trimestre de 2013.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et approvisionnement. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au premier trimestre de 2014, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 71 M\$, en comparaison d'un profit intersectoriel après impôt de 69 M\$ au premier trimestre de 2013.

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	
	2014	31 mars 2013
Sables pétrolifères	911	1 036
Exploration et production	444	360
Raffinage et commercialisation	105	78
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	30	11
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 490	1 485
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	(108)	(96)
	1 382	1 389

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2014		
	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	534	303	837
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	225	51	276
<i>In situ</i>	246	45	291
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	63	207	270
Exploration et production	15	401	416
Raffinage et commercialisation	80	26	106
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	18	5	23
	647	735	1 382

- 1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette capitalisés.
- 2) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures qui sont nécessaires pour soutenir la croissance de la production, iv) de nouvelles réserves ou une variation favorable du profil des réserves de la Société dans le secteur Exploration et production, ou v) l'accroissement de la marge, par une augmentation des produits des activités ordinaires ou une réduction des charges.
- 3) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur Exploration et production, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation.

Au premier trimestre de 2014, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,382 G\$ (compte non tenu des intérêts capitalisés). Les activités menées au premier trimestre de 2014 comprennent celles décrites ci-après.

Sables pétrolifères

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 276 M\$ au premier trimestre de 2014, dont des tranches respectives de 225 M\$ et de 51 M\$ ont été affectées aux dépenses en immobilisations de maintien et de croissance. La Société continue de faire progresser les travaux entrepris pour assurer la fiabilité et le maintien, notamment la construction des actifs destinés à soutenir la mise en œuvre du procédé de gestion des résidus et les activités visant à réduire la consommation d'eau douce, y compris l'aménagement d'une usine de traitement de l'eau dont la mise en service est prévue au deuxième trimestre de 2014. Les dépenses en immobilisations comprennent également des coûts liés à des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard de l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 2, qui ont débuté en mars.

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 291 M\$. De ce montant, 45 M\$ ont été affectés à des projets de croissance. En avril 2014, la Société a franchi un jalon en procédant aux premières injections de vapeur dans les plateformes de puits associées au projet de désengorgement portant sur les installations de MacKay River. Le projet vise à accroître d'environ 20 % la capacité de production pour la porter à 38 000 b/j d'ici la fin de 2015. La production des premiers barils de pétrole issus de ce projet est attendue au troisième trimestre de 2014.

Les dépenses en immobilisations de maintien ont totalisé 246 M\$ et ont été affectées aux activités de conception, d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction en cours portant sur les nouvelles plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir. Des dépenses en immobilisations ont également été affectées au programme de forage de puits intercalaires à Firebag.

Coentreprise des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 270 M\$. De ce montant, 207 M\$ ont été affectés à des dépenses en immobilisations de croissance et 63 M\$, à des dépenses en immobilisations de maintien. Les dépenses en immobilisations de croissance rendent compte de l'accroissement des dépenses liées au projet Fort Hills et ont continué de porter sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison et le démarrage du chantier.

La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude s'est élevée à 63 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 destinée à la gestion des résidus.

Exploration et production

Au cours du premier trimestre de 2014, le secteur Exploration et production a engagé 416 M\$ en dépenses en immobilisations et frais de prospection. À Golden Eagle, les dépenses en immobilisations ont été affectées principalement aux travaux en cours de réalisation aux installations extracôtées et à l'amorce des travaux de forage de développement, la production des premiers barils de pétrole étant attendue vers la fin de 2014 ou le début de 2015. À Hebron, les dépenses ont été affectées à l'élaboration de plans d'ingénierie détaillés et aux premiers travaux de construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface, la production de pétrole devant commencer en 2017. Des dépenses de croissance ont également été affectées aux travaux de forage de développement liés au projet d'extension sud d'Hibernia et aux travaux d'aménagement liés à la deuxième phase du projet d'extension sud de White Rose, qui devraient prendre fin au troisième trimestre de 2014. Ensemble, ces projets devraient accroître la production globale et prolonger la vie productive des champs existants à compter de 2015. Suncor continue également de travailler en vue de l'obtention d'une décision d'autorisation des dépenses liées à de nouveaux travaux d'agrandissement visant le champ West White Rose; cette décision est attendue vers la fin de 2014.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations, qui se sont élevées à 106 M\$, se rapportent principalement au maintien des activités existantes et aux travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard de la raffinerie de Commerce City, ainsi qu'aux préparatifs réalisés en vue des travaux de maintenance planifiés qui porteront sur la raffinerie d'Edmonton au deuxième trimestre. Le secteur Raffinage et commercialisation continue d'axer ses dépenses de croissance sur la préparation de la raffinerie de Montréal à recevoir du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres, notamment un projet visant à rénover l'unité d'hydrocraquage de la raffinerie.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 mars 2013
Rendement du capital investi ¹⁾ (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	12,6	7,1
Compte tenu des projets majeurs en cours	10,9	5,7
Ratio dette nette/flux de trésorerie opérationnels 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⁾	10,0	7,2
Base des flux de trésorerie opérationnels ^{2),4)}	17,9	17,2

- Mesure financière hors PCGR. Un rapprochement du RCI figure à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Les flux de trésorerie opérationnels et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie opérationnels sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette capitalisés.
- Somme des flux de trésorerie opérationnels, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette capitalisés.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie opérationnels, de la trésorerie et des équivalents et des lignes de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues d'ici la fin de 2014, soit 7,8 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie opérationnels qui seront générés d'ici la fin de 2014, des facilités de crédit qui lui ont été consenties ou de l'émission de papier commercial ou de billets ou de débetures à long terme. Les flux de trésorerie opérationnels de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de la Société croit que celle-ci pourra obtenir suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et d'équivalents. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer de liquidités suffisantes pour répondre aux besoins de flux de trésorerie de Suncor et à offrir des rendements concurrentiels au moyen de placements dont la qualité et la diversification sont compatibles avec des paramètres de risque acceptables. La durée moyenne pondérée maximale à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois, et toutes les contreparties aux placements auront une notation de première qualité.

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents ont diminué pour s'établir à 4,846 G\$ au premier trimestre de 2014, en comparaison de 5,202 G\$ au 31 décembre 2013, en raison des dépenses en immobilisations et des frais de prospection, des paiements d'impôt sur le résultat, des paiements de redevances, des versements de dividendes et des rachats d'actions.

Au 31 mars 2014, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 34 jours.

Activités de financement

La gestion des niveaux d'endettement demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans de croissance à long terme. La direction de Suncor croit qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider la Société à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient 4,450 G\$ au 31 mars 2014, contre 4,536 G\$ au 31 décembre 2013.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2014	31 décembre 2013
Dette à court terme	829	798
Tranche courante de la dette à long terme	475	457
Dette à long terme	10 504	10 203
Dette totale	11 808	11 458
Moins la trésorerie et ses équivalents	4 846	5 202
Dette nette	6 962	6 256
Capitaux propres	42 258	41 180
Dette totale majorée des capitaux propres	54 066	52 638
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en %)	22	22

Évolution de la dette nette

Trimestre clos le 31 mars 2014 (en millions de dollars)

Dette nette au 31 décembre 2013	6 256
Augmentation de la dette nette	706
Dette nette au 31 mars 2014	6 962
Augmentation de la dette nette	
Flux de trésorerie opérationnels	2 880
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 499)
Produit de la cession d'actifs	16
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(285)
Rachat d'actions ordinaires	(384)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 132)
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	(302)
	(706)

Au 31 mars 2014, la dette nette de Suncor s'élevait à 6,962 G\$, contre 6,256 G\$ au 31 décembre 2013. Au cours du premier trimestre de 2014, la dette nette a augmenté de 706 M\$, en raison principalement de la diminution du fonds de roulement attribuable essentiellement aux paiements effectués au titre de l'impôt sur le résultat et aux paiements de redevances, des rachats d'actions, du versement de dividendes et des pertes de change latentes sur la dette libellée en dollars américains. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les flux de trésorerie opérationnels, qui ont été supérieurs aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection.

Pour la période de 12 mois close le 31 mars 2014, le ratio dette nette/flux de trésorerie opérationnels s'est établi à 0,7 fois, ce qui est conforme à la limite fixée par la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 2,0 fois.

Actions ordinaires

Actions en circulation

31 mars 2014 (en milliers)

Actions ordinaires	1 469 601
Options sur actions ordinaires – exerçables	28 756
Options sur actions ordinaires – non exerçables	9 684

Au 21 avril 2014, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 468 377 722 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 37 410 872. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Le 21 février 2014, Suncor a modifié son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre publique de rachat ») lancée le 5 août 2013 de manière à lui permettre de racheter des actions ordinaires supplémentaires d'une valeur de 1,0 G\$. Aux termes de l'offre publique de rachat, Suncor est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur d'environ 2,8 G\$ entre le 5 août 2013 et le 4 août 2014. Au premier trimestre de 2014, la Société a racheté 10 453 616 actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat au prix moyen de 36,71 \$ chacune, pour un coût de rachat total de 384 M\$.

Après la clôture du premier trimestre et au 21 avril 2014, la Société avait racheté 2 105 700 actions ordinaires supplémentaires dans le cadre de l'offre publique de rachat au prix moyen de 39,46 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 83 M\$.

	Trimestre clos le 31 mars 2014	Périodes de douze mois closes le 31 décembre 2013
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	10 454	49 492
Coût des rachats d'actions (en millions de dollars)	384	1 675
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars)	36,71	33,84

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel 2013, laquelle est intégrée par renvoi aux présentes. La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations. Au cours des trois premiers mois de 2014, Suncor a accru ses engagements d'environ 0,9 G\$ en appui 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 trois et dix ans, et les paiements débiteront dès le quatrième trimestre de 2014.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

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

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012
Production totale (kbp/j)								
Sables pétrolifères	424,4	446,5	423,6	309,4	389,0	378,7	378,9	337,8
Exploration et production	120,9	111,6	171,4	190,7	207,1	177,8	156,4	204,6
	545,3	558,1	595,0	500,1	596,1	556,5	535,3	542,4
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	10 342	9 814	10 288	9 648	9 843	9 396	9 488	9 584
Autres produits	135	380	85	66	173	92	88	123
	10 477	10 194	10 373	9 714	10 016	9 488	9 576	9 707
Résultat net	1 485	443	1 694	680	1 094	(574)	1 544	324
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,01	0,30	1,13	0,45	0,72	(0,38)	1,01	0,21
par action ordinaire – dilué (en dollars)	1,01	0,30	1,13	0,45	0,71	(0,38)	1,00	0,20
Résultat opérationnel¹⁾	1 793	973	1 426	934	1 367	988	1 292	1 249
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,22	0,66	0,95	0,62	0,90	0,65	0,84	0,80
Flux de trésorerie opérationnels¹⁾	2 880	2 350	2 528	2 250	2 284	2 228	2 743	2 347
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,96	1,58	1,69	1,49	1,50	1,46	1,79	1,51
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	12,6	11,5	8,6	8,1	7,1	7,2	12,4	14,2
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,23	0,20	0,20	0,20	0,13	0,13	0,13	0,13
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	38,61	37,24	36,83	31,00	30,44	32,71	32,34	29,44
Bourse de New York (\$ US)	34,96	35,05	35,78	29,49	30,01	32,98	32,85	28,95

1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie opérationnels et le RCI pour chaque trimestre applicable sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » des rapports trimestriels respectifs. Le RCI exclut les coûts capitalisés au titre des projets majeurs en cours.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	98,70	97,45	105,85	94,20	94,35	88,20	92,20	93,50
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	107,80	109,35	109,70	103,35	112,65	110,10	109,50	108,90
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	18,45	20,05	10,35	5,50	10,60	17,30	11,90	9,85
MSW à Edmonton	\$ CA/b	90,70	89,05	105,25	92,90	88,45	84,35	84,70	84,45
WCS à Hardisty	\$ US/b	75,55	65,25	88,35	75,05	62,40	70,05	70,45	70,60
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	23,15	32,20	17,50	19,15	31,95	18,15	21,75	22,90
Condensat à Edmonton	\$ US/b	102,65	94,20	103,80	103,30	107,20	98,10	96,00	99,40
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	5,70	3,50	3,00	3,50	3,20	3,20	2,30	1,90
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,40	19,60	19,25	25,60	31,20	35,95	37,80	31,95
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,35	12,00	15,80	30,70	27,10	27,85	35,15	27,85
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	17,40	15,35	19,60	30,60	30,55	29,85	38,15	37,90
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	17,15	13,45	15,95	24,00	28,80	27,35	33,95	29,30
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,91	0,95	0,96	0,98	0,99	1,00	1,00	0,99
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,90	0,94	0,97	0,95	0,98	1,01	1,02	0,98

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées dans le tableau ci-dessus reposent en général sur une estimation fondée sur les régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

En plus des répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, les événements ou les ajustements importants non récurrents suivants ont influé sur le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres :

- Le résultat net du quatrième trimestre de 2013 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 563 M\$ comptabilisée à l'égard des actifs en Syrie et en Libye et des actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) du secteur Exploration et production. Conjointement avec la perte de valeur liée aux actifs en Syrie, la Société a comptabilisé un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques de 223 M\$ après impôt, montant qui avait été précédemment comptabilisé à titre de provision non courante.
- Le résultat net du premier et du quatrième trimestres de 2013 tient compte d'une charge nette après impôt de 58 M\$ résultant de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Cette charge comprenait les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, ainsi que des frais liés à l'annulation de contrats.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2013 tient compte d'un profit après impôt de 130 M\$ découlant de la vente des activités liées au gaz naturel conventionnel de la Société.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 1 487 G\$ comptabilisée à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur. Compte tenu de l'évaluation de Suncor en ce qui a trait au contexte économique difficile, la Société a procédé à un test de dépréciation fondé sur une évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus.

- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte de la reprise d'une perte de valeur après impôt de 177 M\$ que la Société avait comptabilisée à l'égard de ses actifs en Syrie au deuxième trimestre de 2012. Cette reprise avait été comptabilisée à la suite d'une nouvelle évaluation de la valeur recouvrable nette des actifs sous-jacents que la Société avait réalisée après avoir touché un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2012 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 172 M\$ comptabilisée à l'égard de certains actifs de prospection, de mise en valeur et de production du secteur Exploration et Production, et d'une provision comptabilisée pour le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) pour des engagements futurs estimatifs relatifs la capacité pipelinière inutilisée de certains pipelines.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2012 tient compte de pertes de valeur et de sorties après impôt de 694 M\$ inscrites à l'égard d'actifs en Syrie par suite de l'interruption de la production attribuable à l'agitation politique et aux sanctions internationales. La Société a cessé de comptabiliser la production et les produits des activités ordinaires liés à ses actifs en Syrie au quatrième trimestre de 2011.

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

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

Adoption de nouvelles normes comptables

En date du 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté rétrospectivement l'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (« IFRIC ») 21 *Droits ou taxes*, qui clarifie le fait qu'une entité doit comptabiliser un passif au titre d'un droit ou d'une taxe exigible lorsque l'événement qui rend le droit ou la taxe exigible survient. IFRIC 21 précise que, si l'obligation de payer un droit ou une taxe est générée par l'atteinte d'un seuil minimum, aucun passif ne doit être comptabilisé avant l'atteinte de ce seuil minimum. L'adoption de cette interprétation n'a pas eu d'incidence sur les états financiers intermédiaires résumés de la Société.

Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations. Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Les estimations comptables critiques sont également celles pour lesquelles une estimation différente aurait pu être formulée ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées et que l'incidence de pareilles modifications sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société pourrait être significative. Les estimations et les jugements comptables critiques sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la note 4 des états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change et pour optimiser sa position à l'égard des versements d'intérêts. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de marchandises et des échanges financiers pour dégager des profits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 27 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2013 et à la note 9 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 2014.

Avis d'intention de l'Agence du revenu du Canada

La Société continue de collaborer avec l'Agence de revenu du Canada (l'« ARC ») quant à l'avis d'intention qu'elle a reçu en 2013 concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. La Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et est fortement convaincue qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale si elle reçoit un avis de nouvelle cotisation.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 mars 2014, le chef de la direction et le chef des finances par intérim de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis aux autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 mars 2014, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 2014, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

En raison des événements qui ont cours en Syrie, Suncor est dans l'incapacité de surveiller l'état de tous ses actifs dans ce pays et ne peut déterminer si certaines de ses installations s'y trouvant ont été endommagées. Suncor a évalué l'environnement de contrôle en Syrie et le surveille de façon continue, et elle ne pense pas que les changements survenus dans ce pays ont une incidence significative sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière dans son ensemble.

Étant donné leurs limites inhérentes, il est possible que les contrôles et les procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière ne permettent pas d'éviter ou de repérer des anomalies. De plus, les contrôles, même efficaces, ne fournissent qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.

Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour les prévisions qu'elle avait publiées pour 2014 afin de modifier son hypothèse relative au prix du gaz naturel (AECO – C Spot), le faisant passer de 3,86 \$ CA le gigajoule à 4,50 \$ CA le gigajoule. Le communiqué de presse de Suncor daté du 28 avril 2014, qui peut être consulté sur le site SEDAR à l'adresse www.sedar.com, fait état de cette mise à jour apportée aux prévisions de la Société ainsi que des hypothèses et des facteurs de risque qui sont liés à ces prévisions.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat opérationnel, le RCI, les flux de trésorerie opérationnels, les flux de trésorerie disponibles, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode DEPS, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, elles ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures hors PCGR sont calculées et présentées de la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle. La direction utilise le résultat opérationnel pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure donne une comparaison

plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat opérationnel et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière consolidée » du présent document.

Analyses comparatives du résultat opérationnel

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat opérationnel par rapport à celui de la période comparative en fonction de facteurs d'écart clés. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans l'analyse du résultat opérationnel qui suit les analyses comparatives, que la direction utilise par ailleurs pour évaluer le rendement.

- Le facteur lié aux volumes et à la composition est calculé en fonction des volumes de production et de la composition de la production des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur Raffinage et commercialisation.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui servent de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui sont ensuite vendus sous forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances comprend les redevances en Libye, qui représentent l'écart entre les produits bruts, calculé d'après la quote-part de la production revenant à Suncor, et les produits nets lui revenant aux termes des contrats respectifs.
- Le facteur d'écart lié aux stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée sur la réduction des stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans l'analyse comparative, le calcul de ce facteur d'écart permet à la Société de présenter le facteur d'écart lié aux volumes et à la composition en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction des volumes de vente.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des frais de démarrage de projets, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks) ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges de financement et aux autres produits tient compte des charges de financement, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat opérationnel, de l'incidence de la variation des taux d'imposition réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et l'efficacité du processus de répartition du capital de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne sur 13 mois du capital investi au début de la période de 12 mois et du capital investi à la fin de chacun des 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois montrent la variation des composantes sur la période de 12 mois.

La Société procède à deux calculs du RCI, dont l'un tient compte de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi et l'autre, non. Le montant inscrit au titre des projets majeurs en cours inclut le cumul des dépenses en immobilisations et des intérêts capitalisés se rapportant aux projets majeurs qui en sont encore au stade de la construction ou qui sont sur le point d'atteindre le stade de la mise en service et aux actifs acquis qui sont encore en cours

d'évaluation. La direction utilise le RCI, compte non tenu de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi, pour évaluer le rendement des actifs d'exploitation.

Périodes de 12 mois closes les 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2014	2013
Ajustements du résultat net			
Résultat net		4 302	2 391
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		688	116
Charge d'intérêts nette		223	99
	A	5 213	2 606
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		6 786	5 973
Capitaux propres		39 796	39 684
		46 582	45 657
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		6 962	6 786
Capitaux propres		42 258	39 796
		49 220	46 582
Capital moyen investi	B	47 645	45 573
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	10,9	5,7
Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours	C	6 325	8 736
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	12,6	7,1

Flux de trésorerie opérationnels

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

Les flux de trésorerie opérationnels présentés dans le présent rapport de gestion pour les périodes de douze mois correspondent à la somme des flux de trésorerie opérationnels du trimestre clos le 31 mars et des trois trimestres précédents, et sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » des rapports de gestion trimestriels respectifs.

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Résultat net	899	326	294	354	787	782	(495)	(368)	1 485	1 094
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	669	545	299	304	152	120	20	30	1 140	999
Impôt sur le résultat différé	15	113	(32)	32	8	190	11	(78)	2	257
Augmentation des passifs	36	27	11	17	1	—	3	4	51	48
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	357	168	357	168
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	1	—	—	1	4	1	6	58	11	60
Rémunération fondée sur des actions	(21)	(48)	1	(4)	(14)	(19)	(20)	(46)	(54)	(117)
Frais de prospection	—	—	22	37	—	—	—	—	22	37
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(107)	(177)	(1)	(8)	(2)	(2)	—	—	(110)	(187)
Autres	(23)	62	6	(43)	(6)	(5)	(1)	(89)	(24)	(75)
Flux de trésorerie opérationnels	1 469	848	600	690	930	1 067	(119)	(321)	2 880	2 284
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	28	1 906	(216)	14	(676)	(120)	(283)	(1 510)	(1 147)	290
Flux de trésorerie opérationnels	1 497	2 754	384	704	254	947	(402)	(1 831)	1 733	2 574

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant les dépenses en immobilisations et les frais de prospection pour la période de 12 mois des flux de trésorerie opérationnels pour la même période. Ils rendent compte de la trésorerie disponible pour les distributions aux actionnaires et les activités de financement. La direction utilise cette mesure pour analyser la performance financière et la liquidité.

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 mars 2013
Flux de trésorerie opérationnels	10 008	9 602
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	(6 782)	(6 964)
Flux de trésorerie disponibles	3 226	2 638

Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères

Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR que l'on obtient en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux

du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur les volumes de vente) en fonction i) des coûts liés aux activités de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et les coûts des charges d'alimentation du gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire, iii) de la production et la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits d'exploitation, et iv) de l'incidence de la variation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du rapport de gestion.

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

Les PCGR exigent que l'évaluation des stocks soit faite selon la méthode PEPS. Pour Suncor, cette exigence se traduit par un écart entre les prix de vente des produits raffinés, qui rendent compte des conditions courantes du marché, et le coût des ventes comptabilisé au titre des charges d'alimentation connexes des raffineries, qui reflètent les conditions de marché lors de l'achat des matières premières. Ce décalage entre l'achat et la vente peut s'étirer sur une période allant de plusieurs semaines à plusieurs mois et est influencé par les délais de livraison du brut après l'achat (qui peuvent atteindre plusieurs semaines dans le cas du brut extracôtier de provenance étrangère), par les niveaux des stocks de brut régional, par les délais de raffinage, par les délais de transport jusqu'aux circuits de distribution et par les niveaux de stocks de produits raffinés régionaux.

Suncor prépare et présente une estimation de l'incidence de l'utilisation de la méthode d'évaluation des stocks PEPS plutôt que de la méthode DEPS. La direction utilise cette information pour analyser la performance opérationnelle de la Société et pour la comparer avec celle des raffineries comparables qui sont autorisées à évaluer les stocks selon la méthode DEPS en vertu des PCGR des États-Unis.

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

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

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

<u>Unités de mesure</u>		<u>Lieux et devises</u>	
b	baril	É.-U.	États-Unis
b/j	barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
kb/j	milliers de barils par jour		
bep	barils équivalent pétrole	\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	\$ US	Dollars américains
kbep	milliers de barils équivalent pétrole		
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour		
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	<u>Contexte financier et commercial</u>	
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel	T1	Trimestre clos le 31 mars
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	WTI	West Texas Intermediate
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	WCS	Western Canadian Select
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel	MSW	Mélange de pétrole brut léger
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour		
MW	mégawatts		

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

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

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

- l'intention de la Société de terminer les travaux de maintenance portant sur l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 2 en six semaines;
- l'intention de la Société de réaliser des travaux de maintenance portant sur l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 au cours des troisième et quatrième trimestres de 2014;
- les prévisions de la Société selon lesquelles les travaux de maintenance planifiés dans le secteur Sables pétrolifères seront de moindre envergure que ceux réalisés au cours des exercices précédents et seront axés sur le maintien et l'optimisation continue de la fiabilité des usines de valorisation en 2014;
- l'intention de la Société de mener des travaux de maintenance à Terra Nova, à White Rose et à Buzzard au troisième trimestre de 2014. Buzzard sera touchée en outre par des travaux de maintenance planifiés qui porteront sur le réseau de pipelines d'un tiers au deuxième trimestre de 2014;
- l'intention de la Société de mener, à la raffinerie de Montréal, des travaux de maintenance d'une durée d'environ cinq semaines au deuxième trimestre de 2014 et des travaux de maintenance planifiés d'une durée d'environ neuf semaines au troisième trimestre de 2014;
- l'intention de la Société de mener, à la raffinerie d'Edmonton, des travaux de maintenance d'une durée d'environ sept semaines au deuxième trimestre de 2014 et des travaux de maintenance planifiés d'une durée d'environ quatre semaines au troisième trimestre de 2014.

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

- la Société prévoit continuer à se concentrer sur les améliorations apportées à la fiabilité de ses activités d'extraction et sur l'ensemble de ses actifs afin de créer de la valeur supplémentaire.
- la Société s'est dotée de plans de dépenses en immobilisations et a défini clairement ses priorités;
- les expéditions par transport ferroviaire de pétrole brut provenant de l'intérieur des terres jusqu'à la raffinerie de Montréal de la Société devraient atteindre une capacité d'environ 35 000 blj au deuxième trimestre de 2014;
- le renversement prévu du flot d'écoulement du pipeline 9 du réseau d'Enbridge, de pair avec un plus grand accès à l'Est grâce aux réseaux ferroviaires, devrait accroître la rentabilité de la raffinerie de Montréal en donnant à la Société davantage de souplesse lui permettant d'approvisionner la raffinerie de Montréal au moyen d'une gamme complète de pétroles bruts vendus au prix du brut provenant de l'intérieur des terres en 2015;

- la Société prévoit mettre en service une usine de traitement des eaux liée au secteur Sables pétrolifères – Activités de base au deuxième trimestre de 2014, ce qui devrait réduire la consommation d'eau douce en augmentant la réutilisation et le recyclage des eaux usées;
- le projet de désengorgement des installations de MacKay River devrait accroître la capacité de production d'environ 20 % pour la porter à 38 000 blj d'ici la clôture de 2015, les premiers barils de pétrole étant attendus au troisième trimestre de 2014;
- la Société prévoit continuer de travailler en vue de l'obtention, en 2014, d'une décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissement de MacKay River, dont la capacité nominale initiale cible est de 20 000 blj environ et où la production de pétrole devrait commencer en 2017;
- la Société prévoit que le projet Fort Hills lui procurera environ 73 000 blj de bitume, la production de pétrole devant commencer au quatrième trimestre de 2017 et atteindre 90 % de sa capacité prévue dans un délai de 12 mois;
- la conception et la construction de plateformes de puits à Firebag et à MacKay River devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels au cours des années à venir;
- la production des premiers barils de pétrole du projet Golden Eagle devrait avoir lieu vers la fin de 2014 ou au début de 2015;
- les premiers barils de pétrole du projet Hebron devraient être produits en 2017;
- l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension sud de White Rose devraient accroître la production globale tirée des champs existants dès 2015 et prolonger leur durée de vie productive;
- le projet d'extension sud de White Rose devrait prendre fin au troisième trimestre de 2014;
- une décision concernant l'autorisation des dépenses liées à de nouveaux travaux d'agrandissement visant la partie ouest de White Rose est attendue vers la fin de 2014;
- la direction de Suncor estime que la Société disposera des ressources en capital dont elle a besoin pour financer le reste de ses dépenses en immobilisations de 7,8 G\$ prévues pour 2014 et qu'elle sera en mesure de répondre à ses besoins de fonds de roulement actuels et futurs au moyen de la trésorerie et des placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie opérationnels qu'elle générera d'ici la fin de 2014, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'émission de papier commercial et de billets ou débentures à long terme. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de la Société croit qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement additionnel sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

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 réussira à faire valoir sa position fiscale initiale, si elle reçoit un avis de nouvelle cotisation;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- la prévision selon laquelle les problèmes sporadiques d'approvisionnement en gaz naturel persisteront pendant tout le deuxième trimestre de 2014, mais n'auront pas d'incidence majeure sur les activités de la Société;
- le fait que la direction de Suncor estime qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider la Société à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

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

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Exploration et production sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes d'exploitation inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques d'ordre politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye 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 de prospection et de mise en valeur; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et

en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics y compris les taxes et impôts ou les avis de nouvelles cotisations ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, notamment en ce qui concerne 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, ainsi que les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; des interruptions aux infrastructures de tiers qui pourraient entraîner des arrêts de production; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite de piratages informatiques ou de cyberterrorismes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'actifs et de passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers de Suncor, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	2014	2013
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	10 342	9 843
Autres produits (note 4)	135	173
	10 477	10 016
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	3 701	4 059
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 514	2 271
Transport	227	160
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 140	999
Prospection	126	130
Frais de démarrage de projets	—	1
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur (note 10)	—	176
Charges de financement (note 7)	471	329
	8 179	8 125
Résultat avant impôt	2 298	1 891
Impôt sur le résultat		
Exigible	811	540
Différé	2	257
	813	797
Résultat net	1 485	1 094
Autres éléments du résultat global		
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat		
Ajustement au titre des écarts de conversion	192	19
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat		
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	(60)	57
Autres éléments du résultat global	132	76
Résultat global	1 617	1 170
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 8)		
De base	1,01	0,72
Dilué	1,01	0,71
Dividendes en trésorerie	0,23	0,13

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 mars 2014	31 déc. 2013
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	4 846	5 202
Créances	5 508	5 254
Stocks	4 784	3 944
Impôt sur le résultat à recouvrer	522	294
Total de l'actif courant	15 660	14 694
Immobilisations corporelles, montant net	58 095	57 270
Prospection et évaluation	2 884	2 772
Autres actifs	441	422
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 095	3 092
Actifs d'impôt différé	46	65
Total de l'actif	80 221	78 315
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dettes à court terme	829	798
Tranche courante de la dette à long terme	475	457
Dettes et charges à payer	7 408	7 090
Tranche courante des provisions	872	998
Impôt à payer	1 180	1 263
Total du passif courant	10 764	10 606
Dettes à long terme	10 504	10 203
Autres passifs non courants	1 517	1 464
Provisions	4 342	4 078
Passifs d'impôt différé	10 836	10 784
Capitaux propres	42 258	41 180
Total du passif et des capitaux propres	80 221	78 315

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	2014	2013
Activités d'exploitation		
Résultat net	1 485	1 094
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 140	999
Impôt sur le résultat différé	2	257
Charge de désactualisation	51	48
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	357	168
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	11	60
Rémunération fondée sur des actions	(54)	(117)
Prospection	22	37
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(110)	(187)
Autres	(24)	(75)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(1 147)	290
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 733	2 574
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 490)	(1 485)
Acquisitions (note 10)	—	(515)
Produit de la cession d'actifs	16	4
Autres placements	(9)	(4)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	15	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 468)	(2 002)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	—	190
Variation nette de la dette à long terme	(5)	(4)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	53	41
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 6)	(384)	(405)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(338)	(197)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(674)	(375)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et de ses équivalents	(409)	197
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	53	9
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	5 202	4 385
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	4 846	4 591
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	72	73
Impôt sur le résultat payé	1 125	557

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2012	19 945	579	(223)	13	18 901	39 215	1 523 057
Résultat net	—	—	—	—	1 094	1 094	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	19	—	—	19	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 20 \$	—	—	—	—	57	57	—
Résultat global	—	—	19	—	1 151	1 170	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	67	(28)	—	—	—	39	2 126
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	7	—	—	—	(7)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(168)	—	—	—	(237)	(405)	(12 840)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(22)	—	—	—	(25)	(47)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	21	—	—	—	21	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(197)	(197)	—
31 mars 2013	19 829	572	(204)	13	19 586	39 796	1 512 343
31 décembre 2013	19 395	598	102	13	21 072	41 180	1 478 315
Résultat net	—	—	—	—	1 485	1 485	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	192	—	—	192	—
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 20 \$	—	—	—	—	(60)	(60)	—
Résultat global	—	—	192	—	1 425	1 617	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	61	(3)	—	—	—	58	1 740
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	6	—	—	—	(6)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 6)	(137)	—	—	—	(247)	(384)	(10 454)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	40	—	—	—	67	107	—
Rémunération fondée sur des actions	—	18	—	—	—	18	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(338)	(338)	—
31 mars 2014	19 365	613	294	13	21 973	42 258	1 469 601

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

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

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

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

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

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 28 avril 2014, date à laquelle le comité d'audit a approuvé ces états financiers au nom du conseil d'administration.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans le sommaire des méthodes comptables suivies pour l'établissement des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, sauf en ce qui a trait à l'adoption rétrospective des interprétations suivantes le 1^{er} janvier 2014.

L'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (« IFRIC ») 21 *Droits ou taxes* clarifie le fait qu'une entité doit comptabiliser un passif au titre d'un droit ou d'une taxe exigible lorsque l'événement qui rend le droit ou la taxe exigible survient. IFRIC 21 précise que, si l'obligation de payer un droit ou une taxe est générée par l'atteinte d'un seuil minimal, aucun passif ne devrait être comptabilisé avant l'atteinte de ce seuil minimal. L'adoption de cette interprétation n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés intermédiaires de la Société.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

d) Recours à des estimations et à des jugements

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

3. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs d'exploitation de la Société sont présentés en fonction de la nature de leurs produits et de leurs services et de la responsabilité de la direction.

Les ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et prises en compte, aux fins de la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert. Ces montants sont éliminés à la consolidation.

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	2 700	2 122	1 229	1 656	6 742	6 521	26	31	10 697	10 330
Produits intersectoriels	1 190	921	212	116	18	60	(1 420)	(1 097)	—	—
Moins les redevances	(192)	(173)	(163)	(314)	—	—	—	—	(355)	(487)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	3 698	2 870	1 278	1 458	6 760	6 581	(1 394)	(1 066)	10 342	9 843
Autres produits	9	—	2	33	7	12	117	128	135	173
	3 707	2 870	1 280	1 491	6 767	6 593	(1 277)	(938)	10 477	10 016
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	54	120	152	128	4 823	4 796	(1 328)	(985)	3 701	4 059
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 529	1 397	153	161	639	543	193	170	2 514	2 271
Transport	140	85	26	29	71	57	(10)	(11)	227	160
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	669	545	299	304	152	120	20	30	1 140	999
Prospection	75	74	51	56	—	—	—	—	126	130
Frais de démarrage de projets	—	1	—	—	—	—	—	—	—	1
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	—	176	—	—	—	—	—	—	—	176
Charges de financement	28	32	9	7	2	1	432	289	471	329
	2 495	2 430	690	685	5 687	5 517	(693)	(507)	8 179	8 125
Résultat avant impôt	1 212	440	590	806	1 080	1 076	(584)	(431)	2 298	1 891
Impôt sur le résultat										
Exigible	298	1	328	420	285	104	(100)	15	811	540
Différé	15	113	(32)	32	8	190	11	(78)	2	257
	313	114	296	452	293	294	(89)	(63)	813	797
Résultat net	899	326	294	354	787	782	(495)	(368)	1 485	1 094
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	911	1 036	444	360	105	78	30	11	1 490	1 485

4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Activités de négociation de l'énergie		
Variation de la juste valeur des contrats	112	31
Augmentation de la valeur des stocks	5	87
Activités de gestion des risques	(6)	(1)
Produits financiers et produit d'intérêts	27	25
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	6	7
Variation de la valeur des engagements relatifs à la capacité pipelinière et autres	(9)	24
	135	173

5. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	18	21
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	101	20
	119	41

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

Dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société lancée au troisième trimestre de 2012 (l'« offre publique de rachat de 2012 »), la Société a racheté un total de 38,9 millions d'actions ordinaires, pour une contrepartie totale de 1,2 G\$. Dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2012, la Société a racheté, en 2013, 25,1 millions d'actions ordinaires, pour une contrepartie totale de 781 M\$.

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. L'offre publique de rachat de 2013 a été modifiée le 21 février 2014 afin de permettre à la Société de racheter des actions supplémentaires aux fins d'annulation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2013, la Société est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 2,8 G\$ entre le 5 août 2013 et le 4 août 2014. Au 31 mars 2014, la Société avait racheté un total de 34,9 millions d'actions ordinaires, pour une contrepartie totale de 1,28 G\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014	Trimestres clos les 31 mars 2013
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	10 454	12 840
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	137	168
Résultats non distribués	247	237
Coût des rachats d'actions	384	405

Aux termes d'une convention de rachat automatique conclue avec un courtier indépendant, la Société a comptabilisé les montants suivants pour les rachats d'actions qui pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction de négociation de titres à l'interne prévue.

(en millions de dollars)	31 mars 2014	31 déc. 2013
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	68	108
Résultats non distribués	131	198
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	199	306

7. CHARGES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2014	Trimestres clos les 31 mars 2013
Intérêts sur la dette	183	177
Intérêts incorporés à l'actif	(108)	(96)
Charge d'intérêts	75	81
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	14	17
Charge de désactualisation	51	48
Perte de change sur la dette libellée en dollars américains	357	168
Écarts de change et autres	(26)	15
	471	329

8. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2014	31 mars 2013
Résultat net	1 485	1 094
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions ¹⁾	—	(10)
Résultat net – dilué	1 485	1 084
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 471	1 519
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	2	2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 473	1 521
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base par action	1,01	0,72
Résultat dilué par action	1,01	0,71

- 1) Les options de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Comme ces options peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le résultat dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif au cours de la période. Il a été établi que la comptabilisation de ces options dans les régimes dont les paiements sont réglés en actions avait un effet dilutif pour le trimestre clos le 31 mars 2013.

9. INSTRUMENTS FINANCIERS

Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 31 mars 2014, selon le niveau hiérarchique.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	311	62	—	373
Dettes	(407)	(116)	—	(523)
	(96)	(54)	—	(150)

Au premier trimestre de 2014, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie de la juste valeur et aucun transfert vers ou depuis le niveau 3.

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

10. PROJET D'USINE DE VALORISATION VOYAGEUR

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

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 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 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.

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

11. VENTE DES ACTIVITÉS LIÉES AU GAZ NATUREL

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

12. ENGAGEMENTS

Au cours du premier trimestre de 2014, la Société a pris de nouveaux engagements, dont la valeur totalise environ 0,9 G\$, en appui 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.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DE LA PRODUCTION ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				31 mars 2013	Période de douze mois close le
	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013		31 déc. 2013
Produits des activités ordinaires et autres produits	10 477	10 194	10 373	9 714	10 016	40 297
Résultat net						
Sables pétrolifères	899	469	951	294	326	2 040
Exploration et production	294	(101)	446	301	354	1 000
Raffinage et commercialisation	787	458	350	432	782	2 022
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(495)	(383)	(53)	(347)	(368)	(1 151)
	1 485	443	1 694	680	1 094	3 911
Résultat opérationnel^{A)}						
Sables pétrolifères	899	400	951	294	453	2 098
Exploration et production	294	239	316	301	354	1 210
Raffinage et commercialisation	787	458	350	432	782	2 022
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(187)	(124)	(191)	(93)	(222)	(630)
	1 793	973	1 426	934	1 367	4 700
Flux de trésorerie opérationnels^{A)}						
Sables pétrolifères	1 469	1 110	1 702	896	848	4 556
Exploration et production	600	552	406	668	690	2 316
Raffinage et commercialisation	930	534	371	646	1 067	2 618
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(119)	154	49	40	(321)	(78)
	2 880	2 350	2 528	2 250	2 284	9 412
Par action ordinaire						
Résultat net						
– de base	1,01	0,30	1,13	0,45	0,72	2,61
– dilué	1,01	0,30	1,13	0,45	0,71	2,60
Résultat opérationnel – de base	1,22	0,66	0,95	0,62	0,90	3,13
Dividendes en trésorerie – de base	0,23	0,20	0,20	0,20	0,13	0,73
Flux de trésorerie opérationnels – de base	1,96	1,58	1,69	1,49	1,50	6,27
Ratios						
Rendement du capital investi^{A)}						
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	12,6	11,5	8,6	8,1	7,1	11,5
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	10,9	9,9	7,3	6,7	5,7	9,9
Ratio de la dette par rapport à la dette majorée des capitaux propres (%) ^{B)}	22	22	21	22	22	22
Ratio dette nette/flux de trésorerie opérationnels (en nombre de fois) ^{C)}	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7

A) Mesures financières non définies par les PCGR – se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

B) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.

C) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et les équivalents, divisée par les flux de trésorerie opérationnels pour la période visée.

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

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

(non audité)

	31 mars 2014	Trimestres clos les			31 mars 2013	Période de douze mois close le
		31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013		31 déc. 2013
Sables pétrolifères						
Production totale (kb/j)	424,4	446,5	423,6	309,4	389,0	392,5
Secteur Sables pétrolifères						
Volumes de production (kb/j)						
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	312,2	301,5	299,0	220,6	308,6	282,6
Bitume non valorisé	77,1	108,1	97,4	56,0	49,2	77,9
Production du secteur Sables pétrolifères	389,3	409,6	396,4	276,6	357,8	360,5
Production de bitume (kb/j)						
Production minière	290,6	317,4	299,9	181,0	278,9	269,8
Activités <i>in situ</i> – Firebag	164,1	154,1	152,7	129,3	137,0	143,4
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	23,0	28,3	29,2	28,2	28,5	28,5
Total de la production de bitume	477,7	499,8	481,8	338,5	444,4	441,7
Ventes (kb/j)						
Brut léger peu sulfureux	123,0	103,2	99,0	51,0	112,7	91,5
Diesel	31,7	27,5	28,6	28,7	9,0	23,5
Brut léger sulfureux	167,8	166,1	159,9	147,9	190,6	166,0
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	322,5	296,8	287,5	227,6	312,3	281,0
Bitume non valorisé	70,3	115,0	84,3	56,4	47,1	76,0
Total des ventes	392,8	411,8	371,8	284,0	359,4	357,0
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)						
Brut léger peu sulfureux	106,15	88,06	110,80	99,45	95,24	97,98
Autres (diesel, brut léger sulfureux et bitume)	87,92	66,15	93,92	80,79	70,72	77,62
Moyenne	93,63	71,64	98,42	84,14	78,41	82,83
Charges d'exploitation décaissées²⁾ (\$/b)						
Charges décaissées	30,65	33,90	30,30	42,75	31,95	34,10
Gaz naturel	4,95	2,95	2,30	3,80	2,85	2,90
	35,60	36,85	32,60	46,55	34,80	37,00
Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> seulement²⁾ (\$/b)						
Charges décaissées	11,50	12,05	11,00	10,90	11,40	11,35
Gaz naturel	8,40	5,45	4,15	5,80	5,40	5,15
	19,90	17,50	15,15	16,70	16,80	16,50
Syncrude						
Production (kb/j)	35,1	36,9	27,2	32,8	31,2	32,0
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)	105,93	92,26	113,57	100,92	95,51	99,82
Charges d'exploitation décaissées²⁾ (\$/b)*						
Charges décaissées	44,25	38,20	48,90	40,95	40,45	41,75
Gaz naturel	2,75	1,45	1,25	1,50	1,60	1,45
	47,00	39,65	50,15	42,45	42,05	43,20

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

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

(non audité)

Exploration et production (E&P)	31 mars 2014	Trimestres clos les			31 mars 2013	Période de douze mois close le
		31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013		31 déc. 2013
Production totale (kbep/j)	120,9	111,6	171,4	190,7	207,1	169,9
Volumes de production						
E&P – Canada						
<i>Côte Est du Canada</i>						
Terre-Neuve (kb/j)	18,2	5,6	20,5	16,8	14,2	14,2
Hibernia (kb/j)	25,2	25,8	28,8	25,7	27,8	27,1
White Rose (kb/j)	16,5	14,9	13,1	15,3	16,4	14,9
<i>Amérique du Nord (activités terrestres)</i>						
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	1,2	1,6	5,8	6,2	7,6	5,3
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	18	17	238	251	263	192
	64,2	50,8	107,9	105,9	109,9	93,5
E&P international						
Buzzard (kbep/j)	56,5	59,8	50,4	57,8	55,3	55,8
Libye (kb/j)	0,2	1,0	13,1	27,0	41,9	20,6
	56,7	60,8	63,5	84,8	97,2	76,4
Revenus nets						
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>						
Prix moyen obtenu ³⁾	121,53	118,83	118,24	105,83	114,32	114,25
Redevances	(34,41)	(32,77)	(30,23)	(23,70)	(26,61)	(28,16)
Frais de transport	(1,91)	(2,35)	(1,30)	(2,15)	(1,75)	(1,86)
Charges d'exploitation	(10,14)	(15,90)	(9,46)	(11,44)	(9,05)	(11,21)
Revenus d'exploitation nets	75,07	67,81	77,25	68,54	76,91	73,02
<i>Buzzard (\$/bep)</i>						
Prix moyen obtenu ³⁾	114,40	111,43	113,30	102,17	113,33	109,95
Frais de transport	(2,85)	(2,90)	(2,30)	(2,40)	(2,39)	(2,51)
Charges d'exploitation	(5,77)	(4,94)	(7,64)	(6,29)	(5,80)	(5,94)
Revenus d'exploitation nets	105,78	103,59	103,36	93,48	105,14	101,50
<i>Libye (\$/b)***</i>						
Prix moyen obtenu ³⁾	—	—	—	104,62	110,69	108,30
Redevances	—	—	—	(79,56)	(41,81)	(56,70)
Frais de transport	—	—	—	(0,41)	(0,33)	(0,36)
Charges d'exploitation	—	—	—	(3,47)	(3,34)	(3,39)
Revenus d'exploitation nets	—	—	—	21,18	65,21	47,85

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

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

(non audité)

	31 mars 2014	Trimestres clos les			31 mars 2013	Période de douze mois close le
		31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013		31 déc. 2013
Raffinage et commercialisation						
Ventes de produits raffinés (kb/j)	515,3	528,2	568,6	532,1	542,2	542,9
Pétrole brut traité (kb/j)	442,0	419,0	448,8	414,5	443,0	431,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	96	91	98	90	96	94
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	118,5	120,1	125,2	96,9	122,0	116,0
Distillats	84,8	81,6	76,1	113,8	84,9	89,1
Total des ventes de carburants de transport	203,3	201,7	201,3	210,7	206,9	205,1
Produits pétrochimiques	12,3	12,8	11,3	15,1	11,3	12,6
Asphalte	10,2	14,9	25,8	13,8	10,1	16,2
Autres	30,1	19,5	27,7	32,7	33,3	28,3
Total des ventes de produits raffinés	255,9	248,9	266,1	272,3	261,6	262,2
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	210,3	182,4	206,9	212,1	205,7	201,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	95	82	93	96	93	91
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	112,2	131,3	139,6	128,3	125,8	131,4
Distillats	122,3	121,7	129,6	102,5	129,6	120,7
Total des ventes de carburants de transport	234,5	253,0	269,2	230,8	255,4	252,1
Asphalte	8,7	11,8	14,4	12,0	8,8	11,8
Autres	16,2	14,5	18,9	17,0	16,4	16,8
Total des ventes de produits raffinés	259,4	279,3	302,5	259,8	280,6	280,7
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	231,7	236,6	241,9	202,4	237,3	229,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	97	99	102	85	100	96

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

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

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie opérationnels, le rendement du capital investi et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Suncor inclut ces mesures financières afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour analyser la performance opérationnelle, le niveau d'endettement et la liquidité. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées à part des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

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

Définitions

- 1) Prix de vente moyen – Calculé avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes
- 2) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks et des coûts non liés à la production) et des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération
- 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 de la diversité des activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.
- ** En date du 1^{er} janvier 2014, la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton a été revue à la hausse, à 142 kb/j. Les taux d'utilisation servant à la comparaison n'ont pas été recalculés.
- *** Depuis le deuxième trimestre de 2013, aucune vente n'a été enregistrée en Libye, car aucun chargement n'a été réalisé au cours de la période en raison de l'agitation politique.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

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



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

suncor.com