

PREMIER TRIMESTRE 2015

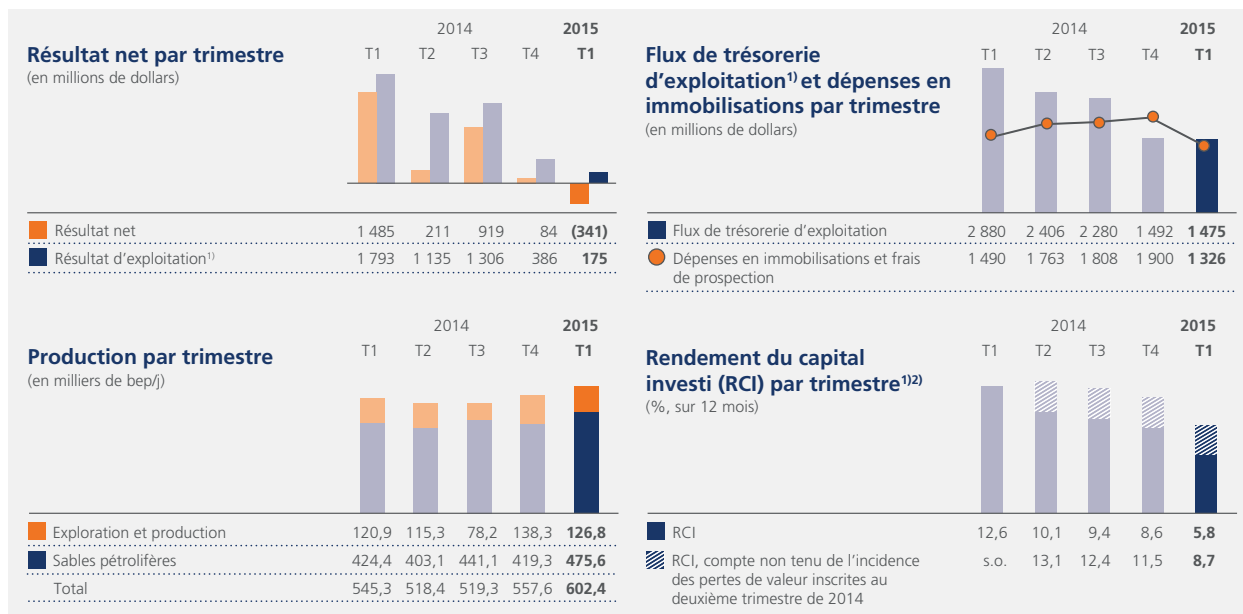
Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 mars 2015

Résultats du premier trimestre de Suncor Énergie

Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait référence dans le présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » figurant dans le rapport de gestion de Suncor daté du 29 avril 2015 (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.

« La capacité de Suncor de générer des flux de trésorerie élevés au premier trimestre de 2015 montre l'importance de notre modèle intégré et de notre gestion rigoureuse des dépenses dans le contexte actuel des prix du pétrole brut, a déclaré le président et chef de la direction, Steve Williams. En effet, nous avons généré pour le trimestre des flux de trésorerie suffisants pour financer la totalité de nos dépenses en immobilisations de maintien et de notre dividende ainsi que plus de la moitié de nos dépenses en immobilisations de croissance. »

- Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾ de 1,475 G\$ (1,02 \$ par action ordinaire).
- Résultat d'exploitation¹⁾ de 175 M\$ (0,12 \$ par action ordinaire) et perte nette de 341 M\$ (0,24 \$ par action ordinaire).
- Excellent résultat d'exploitation de 492 M\$ pour le secteur Raffinage et commercialisation, qui confirme la valeur du modèle intégré de Suncor dans le contexte actuel des prix du pétrole brut.
- Production record de 440 400 barils par jour (b/j) et de 346 500 b/j de pétrole brut synthétique pour le secteur Sables pétrolifères, à la faveur de la grande capacité des installations.
- Réduction de 20 %, par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, des charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères, lesquelles ont été ramenées à 28,40 \$ pour le trimestre, occasionnée par l'accroissement de la production et la baisse des coûts liés à la baisse des prix du gaz naturel, aux mesures de réduction des coûts annoncées par la Société au début de 2015 et au faible volume de travaux de maintenance.
- Suncor prévoit que les réductions du budget d'exploitation déjà annoncées, se situant entre 600 M\$ et 800 M\$, seront essentiellement réalisées en 2015, soit avant l'échéance de deux ans prévue.
- Les projets de croissance de Fort Hills et Hebron progressent conformément aux prévisions et la production devrait commencer à la fin de 2017.



- 1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 3 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Le RCI ne tient pas compte des coûts inscrits à l'actif au titre des projets majeurs en cours. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,238 G\$ inscrites au deuxième trimestre de 2014, le RCI aurait respectivement été de 13,1 %, 12,4 %, 11,5 % et 8,7 % pour les deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2014 et le premier trimestre de 2015.

Résultats financiers

Pour le premier trimestre de 2015, Suncor Énergie Inc. a enregistré un résultat d'exploitation de 175 M\$ (0,12 \$ par action ordinaire) et des flux de trésorerie d'exploitation de 1,475 G\$ (1,02 \$ par action ordinaire), contre 1,793 G\$ (1,22 \$ par action ordinaire) et 2,880 G\$ (1,96 \$ par action ordinaire), respectivement, pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le contexte actuel de baisse des prix du pétrole brut. Parmi les résultats les plus notables du premier trimestre, mentionnons une production record pour le secteur Sables pétrolifères, une hausse de la production du secteur Exploration et production, ainsi qu'un taux élevé d'utilisation des raffineries. Pour la période de 12 mois close le 31 mars 2015, les flux de trésorerie disponibles¹⁾ ont diminué pour s'établir à 856 M\$, contre 3,226 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 mars 2014.

Une perte nette de 341 M\$ (0,24 \$ par action ordinaire) a été enregistrée pour le premier trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 1,485 G\$ (1,01 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La perte nette du premier trimestre de 2015 reflète les mêmes facteurs qui ont eu une incidence sur le résultat d'exploitation, lesquels sont décrits précédemment, et rend également compte de l'incidence d'une perte de change après impôt de 940 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comparativement à 308 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En outre, au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni (R.-U.) a adopté une baisse du taux d'impôt prélevé sur les bénéfices réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a eu pour effet de ramener le taux d'imposition sur les bénéfices de Suncor au Royaume-Uni, de 62 % à 50 %. En conséquence, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé et inscrit un produit d'impôt différé de 406 M\$. La perte nette pour le premier trimestre de 2015 reflète aussi l'incidence du produit tiré d'une réclamation d'assurance relative à Terra Nova, de 75 M\$ après impôt, et des coûts de restructuration liés aux mesures de réduction des coûts déjà annoncées, de 57 M\$ après impôt.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 602 400 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) pour le premier trimestre de 2015, comparativement à 545 300 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, augmentation attribuable au faible volume de travaux de maintenance planifiés et à la grande fiabilité des activités des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 440 400 b/j pour le premier trimestre de 2015, en hausse par rapport à 389 300 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement en raison du faible volume de travaux de maintenance au cours du premier trimestre de 2015. Un autre fait à souligner est la solide production de 346 500 b/j de pétrole brut synthétique attribuable à la grande fiabilité des installations de valorisation et la production record de 188 700 b/j à Firebag. La production du secteur Sables pétrolifères devrait diminuer légèrement au deuxième trimestre de 2015, en raison des travaux de maintenance planifiés aux installations de cokéfaction.

Au premier trimestre de 2015, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir en moyenne à 28,40 \$ par baril (\$/b), comparativement à 35,60 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique par un accroissement de la production, une réduction des coûts liée à la baisse des prix du gaz naturel, la mise en œuvre des mesures de réduction des coûts par la Société et un faible volume de travaux de maintenance.

« Nos mesures de réduction des coûts ont été mises en œuvre dans l'ensemble de la société, a précisé M. Williams. Ces mesures, combinées à la production record du secteur Sables pétrolifères, ont contribué à une réduction de 20 % des charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères. »

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude, soit 35 200 b/j pour le premier trimestre de 2015, est restée comparable à celle de 35 100 b/j pour le premier trimestre de l'exercice précédent.

Les volumes de production du secteur Exploration et production ont augmenté, passant de 120 900 bep/j au premier trimestre de 2014 à 126 800 bep/j au premier trimestre de 2015. Cette augmentation est principalement attribuable à l'accélération de la production à Golden Eagle et à l'augmentation de la production à Terra Nova. En Libye, la production demeure quasi-interrompue en raison de l'agitation politique toujours présente, et le moment du retour aux activités normales demeure incertain.

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

Au cours du premier trimestre de 2015, le secteur Raffinage et commercialisation a exécuté les travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Commerce City. Le taux d'utilisation moyen des raffineries est demeuré élevé à 95 % au premier trimestre, comparativement à 96 % au premier trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Mise à jour concernant notre stratégie

La société a fait d'importants progrès au chapitre des mesures de réduction des coûts annoncées au début de l'exercice. Suncor prévoit qu'elle pourra réaliser en 2015 les réductions planifiées de 600 M\$ à 800 M\$ au titre du budget d'exploitation, soit plus rapidement que la période de deux ans initialement prévue. Suncor est aussi en voie de réduire de 1 G\$ ses dépenses en immobilisations prévues en 2015, et ce, tout en poursuivant de façon soutenue ses principaux projets de croissance déjà amorcés, notamment Fort Hills et Hebron. La réduction des coûts n'a pas eu d'incidence sur la performance en matière de sécurité, de fiabilité et d'environnement.

« Le projet Fort Hills se déroule selon l'échéancier et le budget prévus, a indiqué M. Williams. Nous commençons à constater une augmentation de la main-d'œuvre disponible et un accroissement de la productivité dans la région de Fort McMurray. »

Au premier trimestre de 2015, Suncor a continué de redistribuer des liquidités à ses actionnaires en versant des dividendes de 405 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire).

Secteur Sables pétroliers

Le budget de dépenses en immobilisations de 2015 du secteur Sables pétroliers continuera d'être axé sur des projets qui rehaussent la performance sur les plans de la sécurité, de la fiabilité et de l'environnement. Les dépenses pour le premier trimestre avaient trait à l'aménagement d'une plateforme de puits, laquelle devrait permettre de maintenir les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Coentreprises de Sables pétroliers

Le projet minier Fort Hills se déroule selon les délais prévus; les activités de construction progressent ainsi que les études techniques détaillées. À la fin du premier trimestre, les travaux liés aux études techniques détaillées étaient achevés à environ 75 % et les activités de construction, à environ 25 %. Les principales activités effectuées au cours du trimestre comprennent l'acquisition de pièces d'équipement aux fins de l'extraction secondaire ainsi que des travaux de construction dans toutes les zones du projet, et les installations relatives à l'administration, à la maintenance et à l'hébergement seront bientôt achevées. Ce projet devrait procurer aux installations de 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 prévue dans les 12 mois suivants.

Exploration et production

La production de Golden Eagle a dépassé 11 000 bep/j (nets) à la fin du premier trimestre de 2015. La production continuera de progresser pour atteindre un taux de production optimal de 18 000 bep/j (nets) à mesure que se poursuivront les activités de forage de développement en 2015. La construction de la structure gravitaire et des installations de surface au projet Hebron s'est poursuivie au premier trimestre de 2015 et les premiers barils sont attendus vers la fin de 2017.

Les dépenses de croissance sur la côte Est du Canada comprennent les dépenses pour l'avancement de nombreux projets d'agrandissement des installations et infrastructures existantes, ce qui devrait permettre d'accroître la production et de prolonger la vie productive des champs existants. Les activités de forage se sont poursuivies au projet d'agrandissement de White Rose (sud) et la production devrait commencer au deuxième trimestre de 2015. Les dépenses de croissance étaient aussi liées au forage d'évaluation portant sur la zone exploitée Beta en mer du Nord.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	2015	Trimestres clos les 31 mars 2014
Résultat net	(341)	1 485
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	940	308
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	(406)	—
Charges de restructuration ³⁾	57	—
Produit d'assurance ⁴⁾	(75)	—
Résultat d'exploitation ¹⁾	175	1 793

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure non conforme aux 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) Ajustements de l'impôt différé de la Société découlant d'une baisse du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.
- 3) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts.
- 4) Produits d'assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova dans le secteur Exploration et production.

Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour les hypothèses aux fins de ses prévisions pour 2015 publiées le 13 janvier 2015. Les hypothèses suivantes sur l'ensemble de l'exercice 2015 ont été ajustées : Brent à Sullom Voe passant de 65 \$ US/b à 60 \$ US/b; WTI à Cushing passant de 59 \$ US/b à 54 \$ US/b; WCS à Hardisty passant de 42 \$ US/b à 40 \$ US/b; prix au comptant AECO-C, passant de 3,00 \$ le gigajoule à 2,75 \$ le gigajoule; taux de change (\$ US/\$ CA) passant de 0,85 à 0,80; taux d'impôt international passant d'une fourchette de 55 % à 60 % à une fourchette de 45 % à 50 %, et impôt sur le résultat exigible, passant d'une fourchette de 400 M\$ à 800 M\$ à une fourchette de 700 M\$ à 1 000 M\$.

Pour de plus amples précisions et mises en garde concernant les prévisions de la Société pour 2015, veuillez consulter www.suncor.com/guidance.

Conversion des mesures

Certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion.

RAPPORT DE GESTION

Le 29 avril 2015

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 celui des sables bitumineux de l'Athabasca, situé 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. Nous commercialisons de temps à autre les 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 2014 daté du 26 février 2015 (le « rapport annuel 2014 »). Toute mention d'Exploration et production (E&P) Canada désigne à la fois les activités extracôtières menées par le secteur Côte Est du Canada et les activités terrestres menées par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) de Suncor. 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 2015, à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et à son rapport de gestion annuel 2014.

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 26 février 2015 (la « notice annuelle de 2014 »), 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	13
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	24
6. Situation financière et situation de trésorerie	26
7. Données financières trimestrielles	30
8. Autres éléments	32
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	34
10. Abréviations courantes	37
11. Énoncés prospectifs	38

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 »).

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevance, 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 écoulé.

Mesures financières hors PCGR

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

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, les facteurs qui sont décrits à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Cette information est fournie dans le but d'aider les lecteurs à comprendre les plans futurs et les attentes de la Société, et elle pourrait ne pas convenir à d'autres fins. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion.

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi^3 de gaz naturel, en supposant que six kpi^3 équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi^3 , bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi^3 de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE

- **Résultats financiers du premier trimestre.**

- Une perte nette de 341 M\$ a été inscrite pour le premier trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 1,485 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette perte nette reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et dont il est question ci-dessous, de même que la comptabilisation d'une perte de change après impôt de 940 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, comparativement à une perte de change de 308 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a réduit de 12 % le taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière et, par conséquent, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un produit d'impôt différé de 406 M\$. La perte nette inscrite pour le premier trimestre de 2015 tient également compte du produit d'assurance après impôt de 75 M\$ relatif à Terra Nova et de charges de restructuration après impôt de 57 M\$ liées aux mesures de réduction des coûts précédemment annoncées.
- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ s'est établi à 175 M\$ au premier trimestre de 2015, en comparaison de 1,793 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à l'importante baisse des cours de référence du brut et à la diminution des marges de raffinage, atténuées en partie par les taux de change favorables et les mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société. La diminution a également été partiellement compensée par la production record du secteur Sables pétrolifères qui a été enregistrée grâce au faible volume de travaux de maintenance exécutés, en plus d'une production de pétrole brut synthétique record en raison de la grande fiabilité des installations de valorisation.
- Les flux de trésorerie d'exploitation¹⁾ se sont établis à 1,475 G\$ au premier trimestre de 2015, en comparaison de 2,880 G\$ au premier trimestre de 2014. Cette baisse est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation. Les flux de trésorerie disponibles¹⁾ ont diminué pour passer de 3,226 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 mars 2014 à 856 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 mars 2015.
- Le RCI¹⁾ (compte non tenu des projets majeurs en cours) s'est établi à 5,8 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2015, en baisse par rapport à celui de 12,6 % enregistré pour la période de 12 mois close le 31 mars 2014. Le RCI a fléchi d'environ 2,9 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2015, en raison des pertes de valeur après impôt de 1,238 G\$ inscrites pour le deuxième trimestre de 2014.
- **Progrès réalisés au chapitre du programme de gestion des coûts de Suncor.** La Société a réalisé des avancées majeures au chapitre des mesures de réduction des coûts annoncées en janvier 2015. Elle prévoit que les réductions du budget d'exploitation, de l'ordre de 800 M\$ à 600 M\$, seront réalisées en grande partie en 2015, avant l'échéance de deux ans projetée. Suncor est également en bonne voie de réaliser les réductions du budget de dépenses en immobilisations de 1G\$ annoncées pour 2015, tandis que les principaux projets de croissance déjà en construction, comme Fort Hills et Hebron, continuent d'avancer à un rythme soutenu.
- **Volume de production record pour le secteur Sables pétrolifères et fiabilité accrue des installations de valorisation.** Le secteur Sables pétrolifères de Suncor a enregistré une production record de 440 400 barils par jour (« b/j »), en plus de dégager une production record de pétrole brut synthétique de 346 500 b/j.
- **Solide bénéfice d'exploitation pour le secteur Raffinage et commercialisation.** La force du modèle intégré de Suncor a été confirmée par la comptabilisation d'un bénéfice d'exploitation de 492 M\$, malgré les faibles prix du pétrole brut.
- **Diminution des charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères.** Les charges d'exploitation décaissées par baril ont diminué pour s'établir à 28,40 \$, en comparaison de 35,60 \$ au premier trimestre de 2014, grâce à l'accroissement de la production, à la baisse des prix du gaz naturel, au faible volume de travaux de maintenance exécutés et aux mesures de réduction des coûts.
- **Accroissement de la production à Golden Eagle.** À la clôture du premier trimestre de 2015, la production tirée de Golden Eagle dépassait les 11 000 bep/j. La production issue de ce champ devrait s'accroître jusqu'à atteindre un taux de production optimal d'environ 18 000 bep/j (nets) en 2015.
- **Suncor a continué de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.** Suncor a versé à ses actionnaires des dividendes de 405 M\$ au cours du premier trimestre de 2015.

1) Le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le RCI et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères 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	
	2015	31 mars 2014
Résultat net		
Sables pétrolifères	(146)	899
Exploration et production	462	294
Raffinage et commercialisation	492	787
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(1 149)	(495)
Total	(341)	1 485
Résultat d'exploitation¹⁾		
Sables pétrolifères	(146)	899
Exploration et production	(19)	294
Raffinage et commercialisation	492	787
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(152)	(187)
Total	175	1 793
Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾		
Sables pétrolifères	525	1 469
Exploration et production	449	600
Raffinage et commercialisation	678	930
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(177)	(119)
Total	1 475	2 880
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾		
Maintien	377	647
Croissance	856	735
Total	1 233	1 382

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les	
	2015	31 mars 2014
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	856	3 226

1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat d'exploitation 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 incorporés à l'actif.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Volumes de production par secteur		
Sables pétrolifères (kb/j)	475,6	424,4
Exploration et production (kbep/j)	126,8	120,9
Total	602,4	545,3
Composition de la production		
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	95	96
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	437,1	442,0

Résultat net

Suncor a inscrit une perte nette consolidée de 341 M\$ pour le premier trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 1,485 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La perte nette reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-après. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprenaient les suivants :

- La Société a comptabilisé une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 940 M\$ pour le premier trimestre de 2015, contre 308 M\$ pour le premier trimestre de 2014.
- Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a réduit le taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a fait passer de 62 % à 50 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 406 M\$.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'assurance après impôt d'environ 75 M\$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova du secteur E&P.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé des charges de restructuration après impôt de 57 M\$ liées aux mesures de réduction des coûts précédemment annoncées mises en œuvre par le secteur Siège social.

Résultat d'exploitation¹⁾

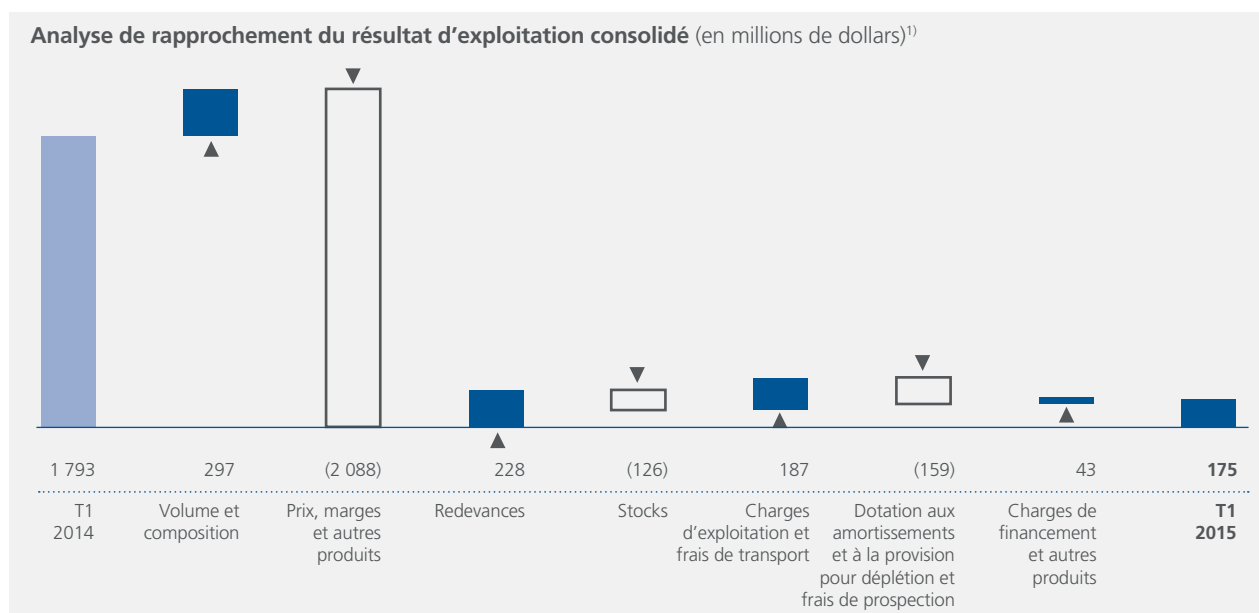
(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Résultat net	(341)	1 485
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	940	308
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	(406)	—
Charges de restructuration ³⁾	57	—
Produit d'assurance ⁴⁾	(75)	—
Résultat d'exploitation¹⁾	175	1 793

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

2) Ajustements de l'impôt différé de la Société résultant d'une réduction du taux d'imposition du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.

3) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts du secteur Siège social.

4) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation relatif aux actifs de Terra Nova du secteur E&P.



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 d'exploitation consolidé de 175 M\$ pour le premier trimestre de 2015, en baisse comparativement à celui de 1,793 G\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est principalement attribuable à l'importante diminution des prix en amont qu'a entraînée la baisse des cours de référence du pétrole brut et au contexte commercial moins favorable en aval, facteurs qui ont été en partie contrebalancés par l'incidence des taux de change favorables sur les prix obtenus. La baisse a également été partiellement compensée par la production record générée par le secteur Sables pétrolifères en raison essentiellement du faible volume de travaux de maintenance exécutés et du solide rendement dégagé par Firebag ainsi que par la production record de pétrole brut synthétique qui a été enregistrée grâce à l'excellente fiabilité des installations de valorisation et la diminution des redevances qui a découlé de la baisse des prix du pétrole brut par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Sables pétrolifères	27	26
Exploration et production	3	4
Raffinage et commercialisation	16	14
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	47	50
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	93	94

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation consolidés se sont chiffrés à 1,475 G\$ au premier trimestre de 2015, en comparaison de 2,880 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie d'exploitation reflètent l'incidence des mêmes facteurs ayant influé sur le résultat d'exploitation dont il est question plus haut.

Contexte commercial

Les cours des marchandises, les marges de craquage de raffinage et les taux de change constituent les principaux facteurs qui influent sur le résultat d'exploitation de Suncor.

		Moyenne des trimestres clos les	
		2015	31 mars 2014
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	48,65	98,70
Pétrole brut Brent ICE à Sullom Voe	\$ US/b	55,15	107,80
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	11,05	18,45
MSW à Edmonton	\$ CA/b	42,10	90,70
WCS à Hardisty	\$ US/b	33,90	75,55
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,75	23,15
Condensat à Edmonton	\$ US/b	45,60	102,65
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,75	5,70
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	29,15	61,75
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,20	20,40
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,00	18,35
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,50	17,40
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,00	17,15
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,81	0,91
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,79	0,90

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

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus au premier trimestre de 2015 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont subi l'incidence négative de la baisse du prix du WTI, qui est passé de 98,70 \$ US/b au premier trimestre de 2014 à 48,65 \$ US/b. La diminution des prix a été contrebalancée en partie par une baisse de l'escompte par rapport au cours du WTI. 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 diminué pour passer respectivement de 90,70 \$/b et de 75,55 \$ US/b au premier trimestre de 2014 à 42,10 \$/b et à 33,90 \$ US/b au premier trimestre de 2015, ce qui a donné lieu à une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant ou à du pétrole brut synthétique afin de faciliter la livraison par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un cours de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton) et du pétrole brut synthétique. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent. Le cours du pétrole brut Brent a diminué pour s'établir en moyenne à 55,15 \$ US/b au premier trimestre de 2015, en comparaison de 107,80 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi

en moyenne à 2,75 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2015, en baisse comparativement à 5,70 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2014.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage 3-2-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en 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. En règle générale, les pertes établies selon la méthode du PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits établis selon cette méthode rendent compte du contexte de hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. 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.

Le surplus d'électricité produit par les activités *in situ* de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta a reculé pour s'établir en moyenne à 29,15 \$/MWh au premier trimestre de 2015, comparativement à 61,75 \$/MWh au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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. Au premier trimestre de 2015, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 0,91 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 0,81 \$ US pour un dollar canadien, ce qui a eu une incidence favorable sur les prix obtenus par la Société au premier trimestre de 2015 et a permis de compenser en partie la baisse des cours de référence du pétrole brut.

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

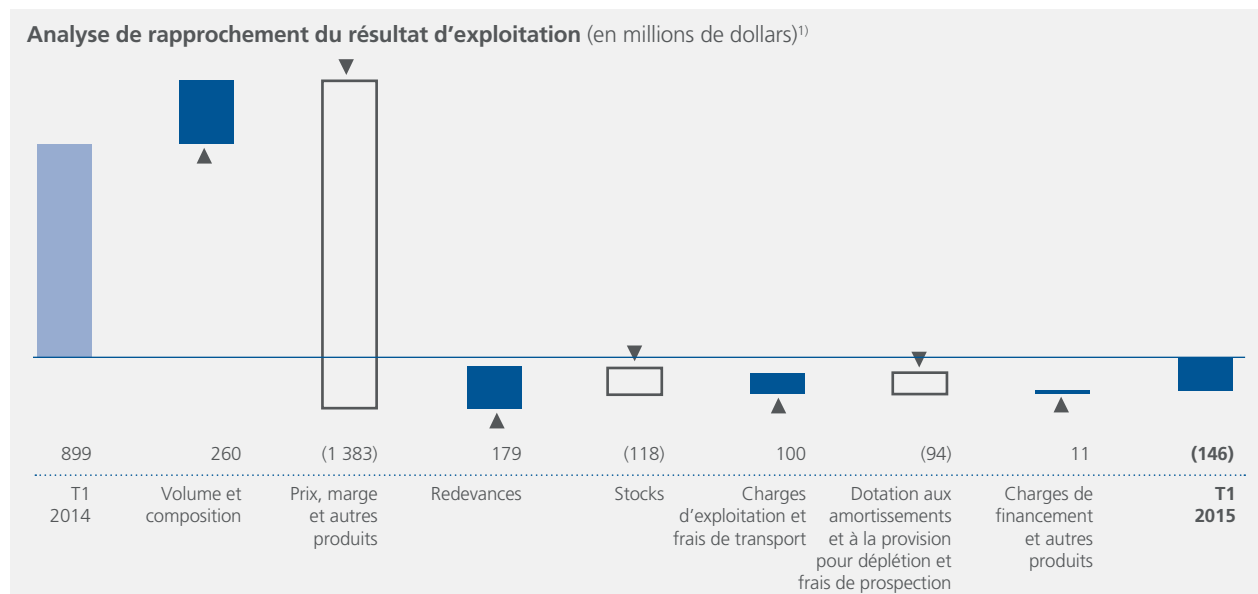
4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Produits bruts	2 284	3 890
Moins les redevances	(18)	(192)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 266	3 698
Résultat net	(146)	899
Résultat d'exploitation ¹⁾	(146)	899
<i>Sables pétrolifères</i>	(131)	849
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	(15)	50
Flux de trésorerie d'exploitation ¹⁾	525	1 469

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 Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 131 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 849 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse des prix obtenus, en partie contrebalancée par l'incidence favorable de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Elle découle également d'une réduction des stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en partie contrebalancée par l'augmentation du volume de production total, par la baisse des redevances et par la diminution des charges d'exploitation au premier trimestre de 2015.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 15 M\$, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 50 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des prix obtenus.

Volumes de production ¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	346,5	312,2
Bitume non valorisé	93,9	77,1
Sables pétrolifères	440,4	389,3
Coentreprises des Sables pétrolifères	35,2	35,1
Total	475,6	424,4

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 rendement en pétrole brut synthétique et le diesel provenant des usines de valorisation de Suncor représentent environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	112,5	123,0
Diesel	30,8	31,7
Pétrole brut synthétique sulfureux	201,3	167,8
Produits valorisés	344,6	322,5
Bitume non valorisé	95,8	70,3
Total	440,4	392,8

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour s'établir en moyenne à 440 400 b/j au premier trimestre de 2015, comparativement à 389 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est essentiellement attribuable au rehaussement de la fiabilité de l'ensemble des installations et au faible volume de travaux de maintenance exécutés au premier trimestre de 2015. L'excellente fiabilité des installations de valorisation observée au premier trimestre de 2015 a permis de dégager une production trimestrielle de pétrole brut synthétique record de 346 500 b/j, en comparaison d'une production de 312 200 b/j au premier trimestre de 2014, durant lequel des travaux de maintenance planifiés portant sur l'unité de cokéfaction avaient été effectués. La composition des ventes de pétrole brut synthétique au premier trimestre de 2015 reflète la baisse de la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux qui a résulté des travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard des installations d'hydrotraitement au cours du trimestre.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 440 400 b/j au premier trimestre de 2015, en hausse par rapport à 392 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la production.

Les niveaux de stocks du premier trimestre de 2015 n'ont à peu près pas varié par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, au cours duquel une réduction des stocks avait été enregistrée.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 35 200 b/j au premier trimestre de 2015, ce qui avoisine celle de 35 100 b/j inscrite au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Production de bitume

	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Sables pétrolifères – Activités de base		
Production de bitume (kb/j)	318,3	290,6
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	466,1	435,7
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,67
Production <i>in situ</i>		
Production de bitume – Firebag (kb/j)	188,7	164,1
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	29,3	23,0
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	218,0	187,1
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,6	3,1
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,8	2,7

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières du secteur Sables pétrolifères – Activités de base s'est accrue pour s'établir en moyenne à 318 300 b/j au premier trimestre de 2015, en comparaison de 290 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse tient au fait qu'un faible volume de travaux de maintenance ont été exécutés au premier trimestre 2015, tandis que des travaux de maintenance non planifiés avaient été exécutés au premier trimestre de 2014.

La production de bitume tirée des activités *in situ* s'est accrue pour s'établir en moyenne à 218 000 b/j au premier trimestre de 2015, en comparaison de 187 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'accroissement de la production qui a été observé à Firebag grâce à l'excellent rendement des puits intercalaires et au ratio vapeur-pétrole favorable enregistré au premier trimestre de 2015. À MacKay River, la production a augmenté pour s'établir à 29 300 b/j au premier trimestre de 2015, en comparaison de 23 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la production supplémentaire qui a découlé du projet de désengorgement au premier trimestre de 2015 et de l'incidence des travaux de maintenance non planifiés exécutés au premier trimestre de 2014.

Le ratio vapeur-pétrole de Firebag a diminué, s'établissant à 2,6, en comparaison de 3,1 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'excellent rendement des puits intercalaires et par l'amélioration du rendement des réservoirs. Le ratio vapeur-pétrole de MacKay River a quant à lui augmenté pour passer de 2,7 au premier trimestre de 2014 à 2,8, en raison principalement des injections de vapeur supplémentaires effectuées dans les puits récemment mis en service.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	63,36	115,11
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	40,10	79,62
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	47,67	93,63
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(12,59)	(15,27)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères		
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	56,00	105,93
Syncrude, par rapport au WTI	(4,26)	(2,97)

Le prix de vente moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 47,67 \$/b au premier trimestre de 2015, en comparaison de 93,63 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul résulte principalement de la baisse des cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par les taux de change favorables et par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées au premier trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des prix du bitume, partiellement contrebalancée par la hausse de la production.

Charges et autres facteurs

Le montant inscrit au titre des charges d'exploitation, des frais de vente et frais généraux et des frais de transport a été moins élevé au premier trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par la baisse des prix du gaz naturel, par les mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société ainsi que par la diminution des coûts de maintenance. 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 du secteur Sables pétrolifères. Les frais de transport du premier trimestre de 2015 ont été supérieurs à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement des coûts qui ont résulté de l'accroissement du volume des ventes.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au premier trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de 2014, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la valeur des actifs qui a résulté de la mise en service d'actifs en 2014, notamment des plateformes de puits et des puits intercalaires. L'augmentation de la production *in situ* au premier trimestre de 2015 a également contribué à la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion.

Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 372	1 501
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(114)	(150)
Coûts non liés à la production ²⁾	(92)	(77)
Autres ³⁾	(40)	(24)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères	1 126	1 250
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	28,40	35,60

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 et les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai.

3) Le poste « Autres » rend compte de l'incidence des variations de l'évaluation des stocks et des produits d'exploitation liés à la capacité excédentaire, principalement l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 28,40 \$/b au premier trimestre de 2015, en comparaison de 35,60 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse des volumes de production et de la baisse des charges d'exploitation décaissées totales. Le total des charges d'exploitation décaissées a quant à lui diminué pour se fixer à 1,126 G\$, en comparaison de 1,250 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse du coût d'approvisionnement en gaz naturel, des progrès réalisés au chapitre de la mise en œuvre des mesures de réduction des coûts de la Société et de l'amélioration de la fiabilité, laquelle a entraîné une diminution des coûts de maintenance.

Au premier trimestre de 2015, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées, ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la hausse des charges qui a résulté d'un swap sur gaz conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai et de la hausse des coûts liés aux activités de recherche et aux activités destinées à soutenir la croissance future.

Les autres coûts, qui sont également exclus des charges d'exploitation décaissées, ont augmenté au premier trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'incidence des modifications apportées aux évaluations des stocks.

Travaux de maintenance planifiés

La Société ne prévoit pas mener de travaux de révision majeurs en 2015. Les travaux de maintenance planifiés portant sur l'unité de cokéfaction ont été entrepris vers la fin du premier trimestre de 2015 et devraient être en majeure partie achevés au deuxième trimestre de 2015. La Société compte aussi procéder à des travaux de maintenance à l'égard d'une unité sous vide et d'une unité de cokéfaction plus tard au cours de l'exercice. Les prévisions de la Société pour 2015 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

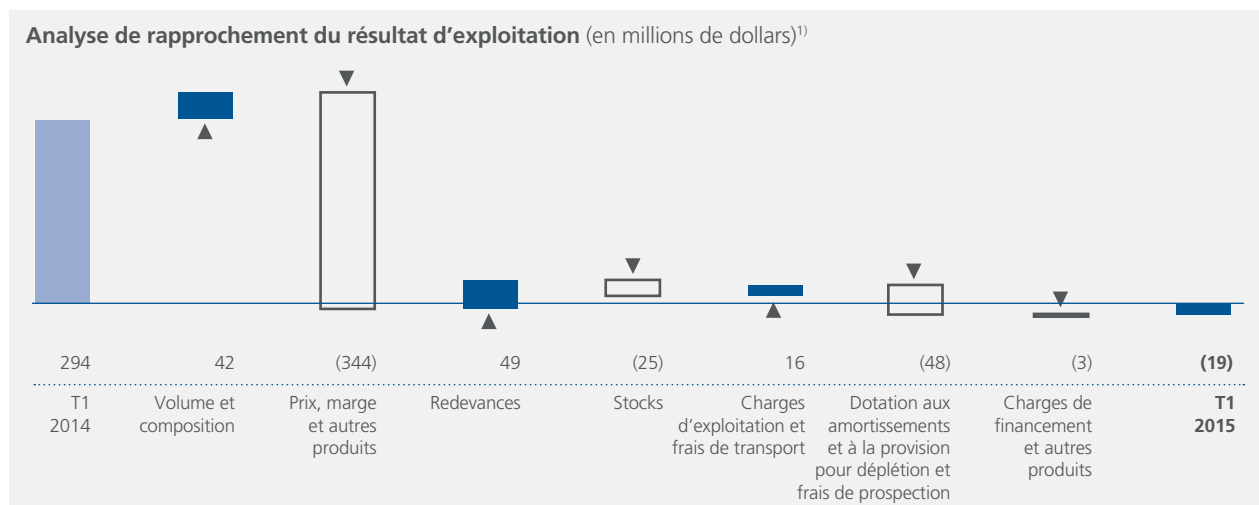
EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Produits bruts	769	1 441
Moins les redevances	(126)	(163)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	643	1 278
Résultat net	462	294
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :		
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	(406)	—
Produit d'assurance	(75)	—
Résultat d'exploitation ²⁾	(19)	294
<i>E&P Canada</i>	(33)	190
<i>E&P International</i>	14	104
Flux de trésorerie d'exploitation ²⁾	449	600

1) Ajustements de l'impôt différé de la Société résultant d'une réduction du taux d'imposition du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.

2) 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 E&P a inscrit une perte d'exploitation de 19 M\$ au premier trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 294 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

E&P Canada a inscrit une perte d'exploitation de 33 \$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 190 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à la baisse des prix obtenus et à une charge liée à un puits d'évaluation non exploitable faisant partie du secteur Côte Est du Canada, en partie contrebalancées par la diminution des redevances.

Le bénéfice d'exploitation d'E&P International a fléchi pour s'établir à 14 M\$, comparativement à 104 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution des prix obtenus et de la baisse de la production à Buzzard, en partie contrebalancées par l'incidence du démarrage de la production à Golden Eagle au quatrième trimestre de 2014.

Volumes de production

	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
E&P Canada		
Terra Nova (kb/j)	23,3	18,2
Hibernia (kb/j)	22,0	25,2
White Rose (kb/j)	12,8	16,5
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	3,6	4,3
	61,7	64,2
E&P International		
Buzzard (kbep/j)	51,4	56,5
Golden Eagle (kbep/j)	9,8	—
Royaume-Uni	61,2	56,5
Libye (kb/j)	3,9	0,2
	65,1	56,7
Production totale (kbep/j)	126,8	120,9
Composition (liquides/gaz) (%)	96/4	96/4

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 61 700 bep/j au premier trimestre de 2015, en comparaison de 64 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse tient principalement à la déplétion naturelle à Hibernia et à White Rose, partiellement compensée par la hausse de la production à Terra Nova attribuable à l'amélioration du rendement des réservoirs.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 65 100 bep/j au premier trimestre de 2015, en hausse comparativement à celle de 56 700 bep/j enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par l'accroissement de la production à Golden Eagle, partiellement neutralisée par la baisse de la production à Buzzard attribuable à la déplétion naturelle. Quant à la production en Libye, elle a presque complètement cessé en raison de l'agitation politique dans ce pays, et on ne peut déterminer avec certitude à quel moment les activités reprendront leurs cours normal.

Prix obtenus

	Trimestres clos les 31 mars	
Dédution faite des frais de transport, mais avant les redevances	2015	2014
Exploration et production		
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	64,57	117,75
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	2,23	5,30
E&P International (\$/bep)	62,16	111,55

Les prix obtenus pour le pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont diminué au premier trimestre de 2015 par rapport au premier trimestre de 2014, en raison de la baisse des cours de référence du Brent, en partie compensée par l'incidence des taux de change favorables.

Redevances

Les redevances du secteur E&P ont été moins élevées au premier trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des prix obtenus.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont diminué au premier trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse des charges en Libye et de la diminution des charges du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) qui a découlé de la vente des actifs de Wilson Creek réalisée au troisième trimestre de 2014.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été plus élevés au premier trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse des taux de déplétion liés aux actifs du secteur Côte Est du Canada de la Société et de la déplétion associée à la production de Golden Eagle, qui a débuté au quatrième trimestre de 2014. Les frais de prospection des deux trimestres comprennent des charges se rapportant à des puits non exploitables, principalement des charges liées à un puits d'exploration du secteur Côte Est du Canada inscrites au premier trimestre de 2015, partiellement contrebalancées par des charges liées à deux puits d'exploitation en Libye inscrites au premier trimestre de 2014.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

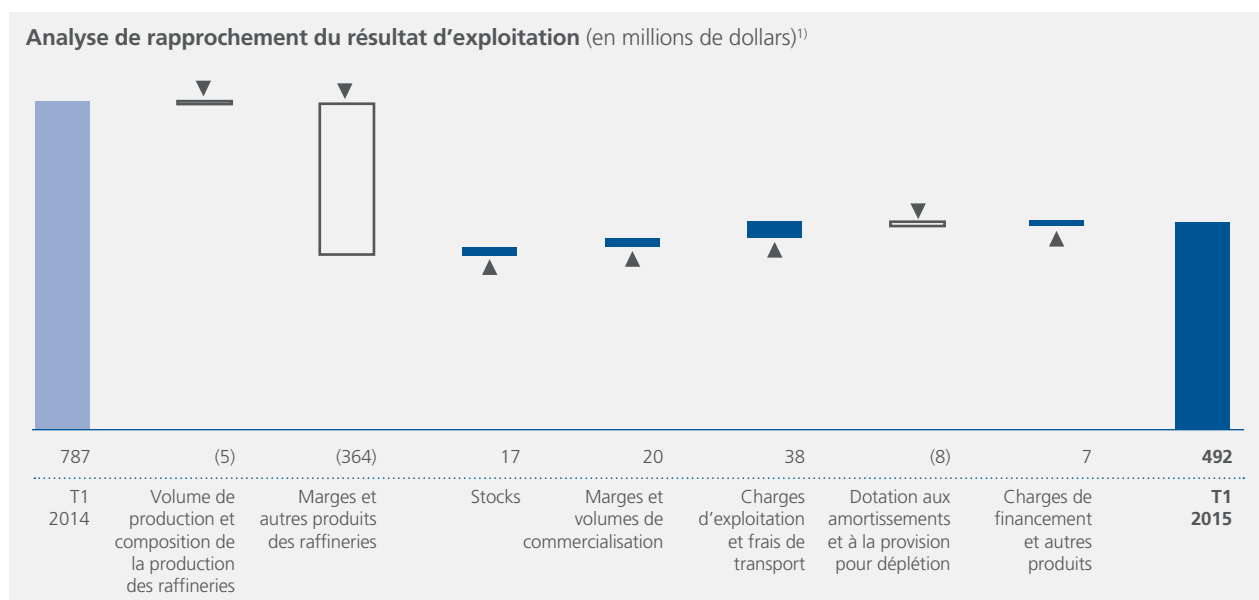
La Société prévoit entreprendre des travaux de maintenance planifiés d'une durée de 10 semaines à Terra Nova au deuxième trimestre de 2015. Les prévisions de la Société pour 2015 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Produits d'exploitation	4 762	6 760
Résultat net	492	787
Résultat d'exploitation ¹⁾	492	787
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	388	709
<i>Activités de commercialisation</i>	104	78
Flux de trésorerie d'exploitation ¹⁾	678	930

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 approvisionnement a inscrit un bénéfice d'exploitation de 388 M\$ pour le premier trimestre de 2015, en comparaison de 709 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution enregistrée au premier trimestre de 2015 est attribuable à l'incidence de la méthode du PEPS utilisée dans un contexte de baisse des prix du pétrole brut et des produits finis, de même qu'au rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres sur les marges de raffinage de la Société comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en partie contrebalancés par la diminution des charges d'exploitation.

La raffinerie de Montréal a bénéficié de l'augmentation du débit de production global qui a découlé notamment des travaux de rénovation de l'unité d'hydrocraquage effectués au quatrième trimestre de 2014.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 104 M\$ pour le premier trimestre de 2015, en comparaison de 78 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable aux fortes marges dégagées sur les ventes au détail en raison du recul des prix des produits raffinés.

Volumes

	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Pétrole brut traité (kb/j)		
Est de l'Amérique du Nord	212,4	210,3
Ouest de l'Amérique du Nord	224,7	231,7
Total	437,1	442,0
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)		
Est de l'Amérique du Nord	96	95
Ouest de l'Amérique du Nord	94	97
Total	95	96
Ventes de produits raffinés (kb/j)		
Essence	237,8	230,7
Distillat	206,2	207,1
Autres	75,7	77,5
Total	519,7	515,3

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

Le débit de traitement du brut par les raffineries a légèrement diminué au premier trimestre de 2015, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation moyen des raffineries de 95 %, en comparaison de 96 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a diminué pour s'établir à 224 700 b/j au premier trimestre de 2015, en comparaison de 231 700 b/j au premier trimestre de 2014, en raison principalement du fléchissement de la demande pour les produits raffinés dans l'ouest du Canada. Des travaux de maintenance planifiés ont été exécutés à la raffinerie de Commerce City durant les deux trimestres; cependant, ceux exécutés au premier trimestre de 2014 ont eu une plus faible incidence sur les volumes de production. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 212 400 b/j au premier trimestre de 2015, en comparaison de 210 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les ventes totales ont augmenté pour se chiffrer à 519 700 b/j au premier trimestre de 2015, en comparaison de 515 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout d'une accumulation moins importante des stocks au premier trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les marges des produits raffinés ont été moins élevées au premier trimestre de 2015 qu'au premier trimestre de 2014, et elles tiennent compte principalement de ce qui suit :

- Au premier trimestre de 2015, l'incidence de la comptabilisation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, plutôt que selon la méthode DEPS¹⁾, a eu une incidence défavorable sur le résultat net et les flux de trésorerie d'exploitation d'environ 170 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence favorable sur le résultat net d'environ 200 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence totale de 370 M\$ d'un trimestre à l'autre.
- Au premier trimestre de 2015, les écarts entre le prix du brut provenant de l'intérieur des terres et le cours du WTI se sont rétrécis par rapport au premier trimestre de 2014, ce qui a donné lieu à des marges de raffinage moins élevées.
- Les marges de craquage de référence 3-2-1 ont été moins élevées au premier trimestre de 2015 qu'au premier trimestre de l'exercice précédent, en raison principalement du rétrécissement des écarts de prix entre le WTI et le

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

Brent. Cette baisse a toutefois été largement compensée par l'incidence de la dépréciation du dollar canadien et par l'amélioration des marges sur l'asphalte.

Les marges de commercialisation ont été plus élevées au premier trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation des marges dégagées sur les ventes au détail.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été moins élevés au premier trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse des coûts de l'énergie qui a résulté de la diminution des prix du gaz naturel. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au premier trimestre de 2015, en raison des acquisitions d'actifs liées aux travaux de maintenance planifiés exécutés depuis le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Travaux de maintenance planifiés

La raffinerie d'Edmonton fera quant à elle l'objet de travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines au deuxième trimestre de 2015. Quant à la raffinerie de Sarnia, elle nécessitera des travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux semaines au deuxième trimestre de 2015. Enfin, la Société compte également mener, à la raffinerie de Montréal, des travaux de maintenance planifiés d'une durée d'une semaine au troisième trimestre de 2015, ainsi que des travaux de maintenance planifiés d'une durée de trois semaines au quatrième trimestre de 2015. Les prévisions de la Société pour 2015 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Résultat net	(1 149)	(495)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	940	308
Charges de restructuration	57	—
Résultat d'exploitation ¹⁾	(152)	(187)
Énergie renouvelable	14	21
Négociation de l'énergie	57	78
Siège social	(257)	(215)
Éliminations	34	(71)
Flux de trésorerie d'exploitation ¹⁾	(177)	(119)

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

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	122	125
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	108	103

Au premier trimestre de 2015, les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 14 M\$, en comparaison de 21 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement

attribuable au rétrécissement des marges dégagées sur les activités liées à l'éthanol qui a résulté de la baisse des prix du carburant à l'éthanol et de la hausse du coût des charges d'alimentation, partiellement contrebalancé par l'accroissement de la production d'éthanol et par le résultat net positif tiré de la production d'énergie.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie se sont soldées par un bénéfice d'exploitation de 57 M\$ au premier trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 78 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier trimestre de 2015, la Société a enregistré une diminution des profits générés par les stratégies de négociation du gaz naturel en raison de la baisse des prix du gaz naturel observée au premier trimestre de 2015, ainsi qu'une baisse des profits générés par les stratégies de négociation du pétrole brut attribuable à l'affaiblissement des écarts relatifs à l'emplacement.

Siège social

Le siège social a inscrit une perte d'exploitation de 257 M\$ pour le premier trimestre de 2015, en comparaison d'une perte d'exploitation de 215 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par la hausse des charges d'intérêts enregistrée au premier trimestre de 2015. Au premier trimestre de 2015, la Société a incorporé une tranche de 93 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 108 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et approvisionnement. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au premier trimestre de 2015, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 34 M\$, alors qu'elle avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 71 M\$ au premier trimestre de 2014.

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	
	2015	31 mars 2014
Sables pétrolifères	793	911
Exploration et production	356	444
Raffinage et commercialisation	84	105
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	93	30
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 326	1 490
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(93)	(108)
	1 233	1 382

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2015		
	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	285	446	731
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	91	32	123
<i>Activités in situ</i>	175	12	187
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	19	402	421
Exploration et production	3	324	327
Raffinage et commercialisation	72	9	81
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	17	77	94
	377	856	1 233

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

Pour le premier trimestre de 2015, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,233 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Au premier trimestre de 2015, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du fait que la Société a réévalué certains projets non essentiels dans le cadre de son programme de réduction des coûts et qu'elle reportera les projets approuvés à plus tard en 2015. Les activités menées au premier trimestre de 2015 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 123 M\$ au premier trimestre de 2015. De ce montant, des tranches de 91 M\$ et de 32 M\$ ont été affectées respectivement aux activités de maintien et aux activités de croissance. Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les dépenses liées au programme de travaux de maintenance planifiés, qui a débuté à la fin du premier trimestre de 2015, et à certains travaux entrepris pour assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

Activités in situ

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 187 M\$. De ce montant, des tranches de 175 M\$ et de 12 M\$ ont été affectées respectivement aux activités de maintien et aux activités de croissance. Les dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées notamment à la poursuite des travaux d'aménagement de nouvelles plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Coentreprises des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 421 M\$. De ce montant, 402 M\$ ont été affectés à des dépenses en immobilisations de croissance et 19 M\$, à des dépenses en immobilisations de maintien. Les dépenses en immobilisations de croissance ont été affectées principalement à la poursuite des activités de construction liées au projet Fort Hills, notamment à la réalisation des études techniques détaillées, lesquelles étaient achevées à hauteur d'environ 75 % à la clôture du premier trimestre, tandis que les activités de construction étaient quant à elles achevées à hauteur d'environ 25 %. Les principales activités menées durant le

trimestre comprennent notamment l'approvisionnement d'articles à long délai de livraison et de matériel d'extraction secondaire, ainsi que des travaux de construction portant sur l'ensemble des zones, et les installations relatives à l'administration, à la maintenance et à l'hébergement seront bientôt achevées.

Les dépenses en immobilisations de maintien se composent de la quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude et comprennent des dépenses liées à une installation de centrifugation destinée au traitement de résidus fins mûrs.

Exploration et production

Le secteur E&P a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection de 327 M\$, qui ont été affectés à des investissements de croissance, notamment au projet Hebron. La construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface de ce projet s'est poursuivie au premier trimestre de 2015, et les premiers barils de pétrole sont toujours attendus vers la fin de 2017.

Les dépenses de croissance du secteur Côte Est du Canada ont été affectées à l'avancement de nombreux projets d'extension visant à agrandir des installations et infrastructures existantes dans le but d'accroître la production et de prolonger la vie productive de champs existants. Les travaux de forage liés au projet d'extension sud de White Rose se sont poursuivis, les premiers barils de pétrole étant attendus au deuxième trimestre de 2015. Des dépenses de croissance ont aussi été affectées aux travaux de forage de développement exécutés à Golden Eagle et aux travaux de forage d'évaluation menés en mer du Nord dans le cadre du projet Beta, dont Suncor est l'exploitant.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation, qui se sont élevées à 81 M\$, se rapportent principalement au maintien des activités existantes.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 94 M\$. La majeure partie de ces dépenses ont été affectées directement aux projets de production d'énergie éolienne de la Société.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

	Périodes de douze mois closes les	
	2015	31 mars 2014
Rendement du capital investi ¹⁾ (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	5,8	12,6
Compte tenu des projets majeurs en cours	5,0	10,9
Ratio dette nette/flux de trésorerie d'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	1,2	0,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	2,7	10,0
Base des flux de trésorerie d'exploitation ^{2),4)}	12,4	17,9

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

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses 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 pour 2015, de l'ordre de 6,2 G\$ à 6,8 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 liés aux activités d'exploitation qui seront générés en 2015, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'émission de papier commercial et de billets ou de débentures à long terme. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation 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 et les taxes, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la Société juge qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement 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 du portefeuille de placements à court terme ne dépasse pas six mois, et toutes les contreparties ont une notation élevée.

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents ont diminué pour s'établir à 4,825 G\$ à la clôture du premier trimestre de 2015, en comparaison de 5,495 G\$ au 31 décembre 2014, en raison principalement des dépenses en immobilisations et frais de prospection et des variations du fonds de roulement, partiellement contrebalancés par les flux de trésorerie d'exploitation.

Au 31 mars 2015, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 33 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 et du contexte actuel des prix. 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 6,688 G\$ au 31 mars 2015, en hausse par rapport à 4,275 G\$ au 31 décembre 2014, ce qui s'explique par la nouvelle facilité de crédit en dollars américains de 2,0 G\$ US échéant au deuxième trimestre de 2019 qui a été établie au cours du premier trimestre de 2015.

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. Le manquement 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 2015, le ratio dette totale/dette totale

majorée des capitaux propres était de 26 % (24 % au 31 décembre 2014). 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 2015	31 décembre 2014
Dettes à court terme	948	806
Tranche courante de la dette à long terme	35	34
Dettes à long terme	13 364	12 489
Dettes totales	14 347	13 329
Moins la trésorerie et ses équivalents	4 825	5 495
Dettes nettes	9 522	7 834
Capitaux propres	41 272	41 603
Dettes totales majorées des capitaux propres	55 619	54 932
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (en %)	26	24

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2015
Dettes nettes au début de la période	7 834
Augmentation de la dette nette	1 688
Dettes nettes au 31 mars 2015	9 522
Diminution (augmentation) de la dette nette	
Flux de trésorerie d'exploitation	1 475
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 330)
Produit de la cession d'actifs	40
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(371)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(646)
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	(856)
	(1 688)

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	31 mars 2015
Actions ordinaires	1 445 269
Options sur actions ordinaires – exerçables	21 098
Options sur actions ordinaires – non exerçables	11 980

Au 22 avril 2015, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 445 584 778 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 32 693 666. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Suncor a racheté 10,5 millions d'actions ordinaires au premier trimestre de 2014 pour une contrepartie totale de 384 M\$. Les rachats d'actions subséquents prévus

au titre du programme de rachat ont été interrompus provisoirement le 1^{er} janvier 2015 en raison de la baisse des prix du pétrole brut.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	Trimestres clos les 31 mars 2014
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	—	10 454
Coût des rachats d'actions	—	384
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars)	—	36,71

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 2014. La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2015, Suncor n'a pas augmenté ou diminué de façon importante ses obligations contractuelles, ses engagements ou ses garanties par rapport à ceux qui ont été présentés dans son rapport de gestion annuel 2014.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie d'exploitation 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 le secteur Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2013 et ceux qui ont été exécutés à l'égard de plusieurs actifs du secteur E&P au troisième trimestre de 2014, ainsi que par les interruptions non planifiées, comme celle qui a eu lieu à l'usine de valorisation 2 au deuxième trimestre de 2013. Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie d'exploitation 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 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	475,6	419,3	441,1	403,1	424,4	446,5	423,6	309,4
Exploration et production	126,8	138,3	78,2	115,3	120,9	111,6	171,4	190,7
	602,4	557,6	519,3	518,4	545,3	558,1	595,0	500,1
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	7 129	8 899	10 175	10 446	10 342	9 814	10 288	9 648
Autres produits	257	192	98	203	135	380	85	66
	7 386	9 091	10 273	10 649	10 477	10 194	10 373	9 714
Résultat net	(341)	84	919	211	1 485	443	1 694	680
par action ordinaire – de base (en dollars)	(0,24)	0,06	0,63	0,14	1,01	0,30	1,13	0,45
par action ordinaire – dilué (en dollars)	(0,24)	0,06	0,62	0,14	1,01	0,30	1,13	0,45
Résultat d'exploitation¹⁾	175	386	1 306	1 135	1 793	973	1 426	934
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,12	0,27	0,89	0,77	1,22	0,66	0,95	0,62
Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾	1 475	1 492	2 280	2 406	2 880	2 350	2 528	2 250
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,02	1,03	1,56	1,64	1,96	1,58	1,69	1,49
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	5,8	8,6	9,4	10,1	12,6	11,5	8,6	8,1
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,28	0,28	0,28	0,23	0,23	0,20	0,20	0,20
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	37,01	36,90	40,53	45,50	38,61	37,24	36,83	31,00
Bourse de New York (\$ US)	29,25	31,78	36,15	42,63	34,96	35,05	35,78	29,49

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Le RCI exclut les coûts des projets majeurs en cours incorporés à l'actif.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	48,65	73,15	97,20	103,00	98,70	97,45	105,85	94,20
Pétrole brut Brent ICE à Sullom Voe	\$ US/b	55,15	77,00	103,40	109,75	107,80	109,35	109,70	103,35
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	11,05	10,05	12,50	13,85	18,45	20,05	10,35	5,50
MSW à Edmonton	\$ CA/b	42,10	67,05	89,50	97,10	90,70	89,05	105,25	92,90
WCS à Hardisty	\$ US/b	33,90	58,90	77,00	82,95	75,55	65,25	88,35	75,05
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,75	14,25	20,20	20,05	23,15	32,20	17,50	19,15
Condensat à Edmonton	\$ US/b	45,60	70,55	93,45	105,15	102,65	94,20	103,80	103,30
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,75	3,60	4,00	4,65	5,70	3,50	2,40	3,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	29,15	30,55	63,90	42,30	61,75	48,40	83,90	123,35
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,20	16,15	20,50	21,55	20,40	19,60	19,25	25,60
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,00	14,40	17,50	19,40	18,35	12,00	15,80	30,70
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,50	12,45	24,60	26,10	17,40	15,35	19,60	30,60
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,00	10,15	19,10	19,55	17,15	13,45	15,95	23,95
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,81	0,88	0,92	0,92	0,91	0,95	0,96	0,98
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,79	0,86	0,89	0,94	0,90	0,94	0,97	0,95

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

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

En plus 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 :

- Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a réduit le taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a fait passer de 62 % à 50 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une réduction ponctuelle de 406 M\$ de l'impôt différé.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'assurance après impôt d'environ 75 M\$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova du secteur E&P.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé des charges de restructuration après impôt de 57 M\$ liées aux mesures de réduction des coûts précédemment annoncées.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2014 tient compte d'un profit après impôt de 61 M\$ à la cession des actifs de Wilson Creek comptabilisé par le secteur E&P.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2014 tient compte d'une charge d'impôt sur le résultat et d'intérêts connexe de 54 M\$ se rapportant à une période précédente comptabilisée par le secteur Sables pétrolières.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 718 M\$ comptabilisée par le secteur Sables pétrolières à l'égard de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn. Total E&P Canada Ltd., l'exploitant du projet minier Joslyn, ainsi que Suncor et les autres coentreprises du projet ont convenu de ralentir certaines activités de mise en valeur afin de se concentrer sur les études techniques en vue d'optimiser davantage le plan de mise en valeur du projet Joslyn.

- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 297 M\$ comptabilisée par le secteur E&P à l'égard des actifs de la Société en Libye, car certains terminaux d'exportation en Libye sont demeurés fermés durant le deuxième trimestre et la Société a révisé ses plans de production pour la durée résiduelle des contrats de partage de la production.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 223 M\$ comptabilisée par le secteur Sables pétrolifères après un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec les stratégies de croissance révisées de Suncor et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'un bénéfice après impôt de 32 M\$ découlant de la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole liée à une participation dans un actif de la Norvège que Suncor détenait auparavant.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2013 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 563 M\$ comptabilisée à l'égard des actifs en Syrie et en Libye et des actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) du secteur E&P. 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.
- Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé un ajustement favorable après impôt de 69 M\$, qui a été apporté en vue de réduire les coûts précédemment estimés de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur en raison de l'accélération des activités liées à la fin du projet et d'une réaffectation des ressources.
- 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.

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel 2014 de Suncor.

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 qui auraient pu être formulées différemment ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées, ce qui aurait une incidence significative sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société. Les estimations et les jugements comptables critiques sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la note 4 de ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel 2014.

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 2014 et à la note 10 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le

31 mars 2015, de même qu'à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel 2014 de Suncor.

Impôt sur le résultat

Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a réduit le taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a fait passer de 62 % à 50 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéficiaire de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une réduction ponctuelle de 406 M\$ des passifs d'impôt différé.

Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») mentionné précédemment, la Société a reçu un avis de nouvelle cotisation au cours du deuxième trimestre de 2014, concernant le traitement fiscal de pertes qui ont été réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. Le montant total de la nouvelle cotisation, y compris l'impôt, les pénalités et les intérêts, s'établit à environ 920 M\$. La Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et continue de croire fermement qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale et prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. Outre les éléments dont il est fait mention ci-dessus, la Société a :

- reçu des avis de nouvelle cotisation des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec s'élevant respectivement à environ 124 M\$, 100 M\$ et 42 M\$;
- a versé une sûreté d'environ 610 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario;
- a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec;
- a également déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en novembre 2014 et est actuellement en appel devant celle-ci.

Si la Société ne parvenait pas à défendre sa position fiscale, l'incidence sur le résultat et la trésorerie pourraient s'élever à 1,2 G\$.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 mars 2015, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 ») sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis aux autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 mars 2015, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 2015, 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 2015 afin de modifier certaines de ses hypothèses. Son communiqué de presse daté du 29 avril 2015, qui peut également être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente les changements apportés aux hypothèses se rapportant 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 d'exploitation, le RCI, les flux de trésorerie d'exploitation, 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 des activités, 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 d'exploitation

Le résultat d'exploitation 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 au chapitre de l'exploitation. La direction utilise le résultat d'exploitation pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation parce qu'elle estime que cette mesure donne une comparaison plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat d'exploitation et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière consolidée » du présent rapport de gestion.

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation 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 d'exploitation 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 E&P, 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 d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation 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 au chapitre de l'exploitation et l'efficacité du processus de répartition du capital de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne sur 12 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 incorporés à l'actif 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)		2015	2014
Ajustements du résultat net			
Résultat net		873	4 302
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		1 354	688
Charge d'intérêts nette		260	223
	A	2 487	5 213
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		6 962	6 786
Capitaux propres		42 258	39 796
		49 220	46 582
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		9 522	6 962
Capitaux propres		41 272	42 258
		50 794	49 220
Capital moyen investi	B	49 297	47 645
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	5,0	10,9
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	6 108	6 325
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	5,8	12,6

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR, à savoir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation 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 extracôticières et des paiements relatifs aux taxes sur l'essence et à l'impôt sur le résultat ainsi que le calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

Les flux de trésorerie d'exploitation présentés dans le présent rapport de gestion pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des flux de trésorerie d'exploitation du trimestre clos le 31 mars et des trois trimestres précédents. Les flux de trésorerie d'exploitation pour chaque trimestre 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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Résultat net	(146)	899	462	294	492	787	(1 149)	(495)	(341)	1 485
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	773	669	365	299	163	152	32	20	1 333	1 140
Impôt sur le résultat différé	(45)	15	(445)	(32)	(28)	8	71	11	(447)	2
Augmentation des passifs	37	36	12	11	2	1	1	3	52	51
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	962	357	962	357
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	27	1	—	—	71	4	50	6	148	11
Perte (profit) à la cession d'actifs	8	—	1	—	—	—	(7)	—	2	—
Rémunération fondée sur des actions	(38)	(21)	3	1	(24)	(14)	(89)	(20)	(148)	(54)
Frais de prospection	—	—	49	22	—	—	—	—	49	22
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(130)	(107)	(1)	(1)	(2)	(2)	—	—	(133)	(110)
Autres	39	(23)	3	6	4	(6)	(48)	(1)	(2)	(24)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	525	1 469	449	600	678	930	(177)	(119)	1 475	2 880
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(307)	28	17	(216)	(273)	(676)	(36)	(283)	(599)	(1 147)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	218	1 497	466	384	405	254	(213)	(402)	876	1 733

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 d'exploitation 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 31 mars	
	2015	2014
Flux de trésorerie d'exploitation	7 653	10 008
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	6 797	6 782
Flux de trésorerie disponibles	856	3 226

Charges d'exploitation décaissées

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, iii) les produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits d'exploitation, iv) les frais de démarrage de projets; et v) 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 présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères par baril produit.

Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») 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 au chapitre de l'exploitation 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 pouvant être utilisées dans le présent rapport de gestion est présentée ci-après :

Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
GJ	gigajoule
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts
MWh	mégawattheures

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

T1	Trimestre clos le 31 mars
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange de pétrole brut léger
NYMEX	New York Mercantile exchange
ICE	Intercontinental Exchange
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select

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 mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa 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 », « futur », « avenir » 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, notamment ceux qui toucheront le secteur Sables pétrolifères et Terra Nova et ceux qui se dérouleront aux raffineries d'Edmonton, de Sarnia et de Montréal;
- les prévisions de Suncor selon lesquelles les réductions du budget d'exploitation annoncées précédemment, de l'ordre de 600 M\$ à 800 M\$, seront réalisées en grande partie en 2015, avant l'échéance de deux ans projetée;
- le fait que Suncor est en bonne voie de réaliser les réductions du budget de dépenses en immobilisations de 1 G\$, annoncées pour 2015, tandis que les principaux projets de croissance déjà en construction, comme Fort Hills et Hebron, continuent d'avancer à un rythme soutenu;
- le fait que la Société a réévalué ses projets non essentiels dans le cadre de son programme de réduction des coûts et qu'elle reportera les projets approuvés à plus tard en 2015;
- les projets de croissance de Suncor, y compris i) les énoncés concernant le projet minier Fort Hills, qui procurera à la Société environ 73 000 bblj de bitume, la production de pétrole devant commencer au quatrième trimestre de 2017 et atteindre par la suite 90 % de la cadence optimale prévue dans un délai de 12 mois, et ii) les énoncés concernant la production des premiers barils de pétrole attendus à la fin 2017 pour le projet Hebron et au deuxième trimestre de 2015 pour le projet d'extension sud de White Rose;
- le fait que la Société prévoit que les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison de la poursuite des travaux d'aménagement de plateformes de puits et que la production de pétrole du projet Golden Eagle atteindra sa capacité maximale d'environ 18 000 bep/lj (nets) en 2015;
- le fait que Suncor disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2015, de l'ordre de 6,2 G\$ à 6,8 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 liés aux activités d'exploitation qui seront générés en 2015, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'émission de papier commercial et de billets ou de débentures à long terme et que, si d'autres capitaux sont nécessaires, le fait qu'il est raisonnable de penser qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises;
- le fait que Suncor est d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait l'aider à gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;

- la position de la Société à l'égard de l'avis de nouvelle cotisation qu'elle a reçu de l'ARC (et par conséquent des autorités provinciales) concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés, son opinion étant qu'elle réussira à faire valoir sa position fiscale initiale à cet égard et qu'elle prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. La Société a versé une sûreté d'environ 610 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales, mais elle pourrait devoir remettre un montant de trésorerie au lieu d'une sûreté.

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 significative 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 d'exploitation des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, E&P 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 les dépenses en immobilisations de croissance et de maintien du secteur Sables pétrolifères; 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 E&P sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes d'exploitation inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques d'ordre politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye en raison de l'agitation politique persistante et le risque que les activités de Suncor en Syrie continuent d'être perturbées par des sanctions et des troubles politiques; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires pour exercer des activités de prospection et de mise en valeur; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics y compris les taxes et impôts ou les avis de nouvelle cotisation ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, notamment en ce qui concerne les avis de nouvelle cotisation que Suncor a reçus de l'ARC, de l'Ontario, de l'Alberta et du Québec relativement au règlement de certains contrats dérivés, dont le risque i) que Suncor ne puisse parvenir à faire valoir sa position fiscale initiale et doive par conséquent payer des impôts plus élevés ainsi que des intérêts et des pénalités, ou ii) que Suncor soit tenue de verser un montant de trésorerie relativement aux avis de nouvelle cotisation, en remplacement de la sûreté; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; des interruptions aux infrastructures de tiers qui pourraient entraîner des arrêts de production; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite de piratages informatiques ou de cyberterrorismes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'instruments 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, 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. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

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, et dans le rapport de gestion annuel de 2014 et la notice annuelle de 2014 ainsi que le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	2015	Trimestres clos les 31 mars 2014
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	7 129	10 342
Autres produits (note 4)	257	135
	7 386	10 477
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	2 772	3 729
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 295	2 456
Transport	267	257
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 333	1 140
Prospection	183	126
Perte à la cession d'actifs	2	—
Charges financières (note 7)	1 138	471
	7 990	8 179
Résultat avant impôt	(604)	2 298
Impôt sur le résultat		
Exigible	184	811
Différé (note 8)	(447)	2
	(263)	813
Résultat net	(341)	1 485
Autres éléments du résultat global		
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net		
Ajustement au titre des écarts de conversion	386	192
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 10 \$ (20 \$ pour le trimestre clos le 31 mars 2014)	(30)	(60)
Autres éléments du résultat global	356	132
Résultat global	15	1 617
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 9)		
De base	(0,24)	1,01
Dilué	(0,24)	1,01
Dividendes en trésorerie	0,28	0,23

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 mars 2015	31 déc. 2014
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	4 825	5 495
Créances	4 154	4 275
Stocks	3 366	3 466
Impôt sur le résultat à recouvrer	1 197	680
Total de l'actif courant	13 542	13 916
Immobilisations corporelles, montant net	60 455	59 800
Prospection et évaluation	2 276	2 248
Autres actifs	608	598
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 083	3 083
Actifs d'impôt différé	29	26
Total de l'actif	79 993	79 671
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dettes à court terme	948	806
Tranche courante de la dette à long terme	35	34
Dettes et charges à payer	5 331	5 704
Tranche courante des provisions	757	752
Impôt à payer	1 023	1 058
Total du passif courant	8 094	8 354
Dettes à long terme	13 364	12 489
Autres passifs non courants	1 762	1 787
Provisions (note 12)	5 301	4 895
Passifs d'impôt différé	10 200	10 543
Capitaux propres	41 272	41 603
Total du passif et des capitaux propres	79 993	79 671

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Activités d'exploitation		
Résultat net	(341)	1 485
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 333	1 140
Impôt sur le résultat différé	(447)	2
Charge de désactualisation	52	51
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	962	357
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	148	11
Perte à la cession d'actifs	2	—
Rémunération fondée sur des actions	(148)	(54)
Prospection	49	22
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(133)	(110)
Autres	(2)	(24)
(Augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	(599)	(1 147)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	876	1 733
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 326)	(1 490)
Produit de la cession d'actifs	40	16
Autres placements	(4)	(9)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(47)	15
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 337)	(1 468)
Activités de financement		
Variation nette de la dette	58	(5)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	34	53
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 6)	—	(384)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(405)	(338)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(313)	(674)
(Diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	(774)	(409)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	104	53
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	5 495	5 202
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	4 825	4 846
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	76	72
Impôt sur le résultat payé	792	1 125

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2013	19 395	598	115	21 072	41 180	1 478 315
Résultat net	—	—	—	1 485	1 485	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	192	—	192	—
Perte actuarielle 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 des 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	307	21 973	42 258	1 469 601
31 décembre 2014	19 311	609	504	21 179	41 603	1 444 119
Perte nette	—	—	—	(341)	(341)	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	386	—	386	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 10 \$	—	—	—	(30)	(30)	—
Résultat global	—	—	386	(371)	15	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	44	(5)	—	—	39	1 150
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	10	—	—	(10)	—	—
Rémunération fondée sur des actions	—	20	—	—	20	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(405)	(405)	—
31 mars 2015	19 365	624	890	20 393	41 272	1 445 269

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 consistent en 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 2014.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 31 décembre 2014.

Des chiffres comparatifs ont été reclassés afin que leur présentation soit conforme à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé. Ainsi, les chiffres relatifs à certains achats de gaz utilisé dans le processus de valorisation secondaire pour le secteur Sables pétrolifères sont dorénavant classés en tant qu'achats plutôt que dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux; de même, les frais liés à l'expédition pour le secteur Raffinage et commercialisation sont dorénavant classés en tant que frais de transport plutôt que dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux.

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 présenté dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

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 au jugement

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire usage de jugement. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements futurs prévus se produisent. 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 2014.

e) Impôt sur le résultat

La Société comptabilise l'incidence des modifications du taux d'impôt dans le résultat de la période au cours de laquelle les modifications de taux sont pratiquement en vigueur.

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, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	1 777	2 700	732	1 229	4 740	6 742	24	26	7 273	10 697
Produits intersectoriels	507	1 190	37	212	22	18	(566)	(1 420)	—	—
Moins les redevances	(18)	(192)	(126)	(163)	—	—	—	—	(144)	(355)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	2 266	3 698	643	1 278	4 762	6 760	(542)	(1 394)	7 129	10 342
Autres produits	58	9	116	2	17	7	66	117	257	135
	2 324	3 707	759	1 280	4 779	6 767	(476)	(1 277)	7 386	10 477
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	70	82	1	152	3 296	4 823	(595)	(1 328)	2 772	3 729
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 372	1 501	131	153	560	609	232	193	2 295	2 456
Transport	152	140	27	26	98	101	(10)	(10)	267	257
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	773	669	365	299	163	152	32	20	1 333	1 140
Prospection	105	75	78	51	—	—	—	—	183	126
Perte (profit) à la cession d'actifs	8	—	1	—	—	—	(7)	—	2	—
Charges financières (produits financiers)	39	28	38	9	(7)	2	1 068	432	1 138	471
	2 519	2 495	641	690	4 110	5 687	720	(693)	7 990	8 179
Résultat avant impôt	(195)	1 212	118	590	669	1 080	(1 196)	(584)	(604)	2 298
Impôt sur le résultat										
Exigible	(4)	298	101	328	205	285	(118)	(100)	184	811
Différé	(45)	15	(445)	(32)	(28)	8	71	11	(447)	2
	(49)	313	(344)	296	177	293	(47)	(89)	(263)	813
Résultat net	(146)	899	462	294	492	787	(1 149)	(495)	(341)	1 485
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	793	911	356	444	84	105	93	30	1 326	1 490

4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Activités de négociation de l'énergie		
Variation de la juste valeur des contrats	7	112
Augmentation de la valeur des stocks	75	5
Activités de gestion des risques ¹⁾	8	(6)
Produits financiers et produit d'intérêts	18	27
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	5	6
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance ²⁾	104	—
Variation de la valeur des engagements relatifs à la capacité pipelinère et autres	40	(9)
	257	135

1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétrolières et Raffinage et commercialisation.

2) Inclut des produits tirés d'une assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova du secteur Exploration et production.

5. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge de 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	
	2015	31 mars 2014
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	20	18
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	97	101
	117	119

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

Dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Suncor a racheté 10,5 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 384 M\$ au premier trimestre de 2014. Les rachats dans le cadre du programme ont été suspendus le 1^{er} janvier 2015 compte tenu de la baisse des prix du pétrole brut.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	—	10 454
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	—	137
Résultats non distribués	—	247
Coût des rachats d'actions	—	384

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

(en millions de dollars)	31 mars 2015	31 mars 2014
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	—	68
Résultats non distribués	—	131
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	—	199

7. CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	2015	Trimestres clos les 31 mars 2014
Intérêts sur la dette	210	183
Intérêts incorporés à l'actif	(93)	(108)
Charge d'intérêts	117	75
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	15	14
Charge de désactualisation	52	51
Perte de change sur la dette libellée en dollars américains	962	357
Écarts de change et autres	(8)	(26)
	1 138	471

En mars 2015, la Société a conclu une convention de facilité de crédit consortiale de 2 G\$ US qui vient à échéance en avril 2019.

8. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux d'impôt supplémentaire prélevé sur les bénéfices réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ramenant le taux d'imposition prévu par la loi sur les bénéfices de Suncor au Royaume-Uni de 62 % à 50 %. Après avoir réévalué ses soldes d'impôt différé, la Société a inscrit une réduction non récurrente de 406 M\$ au titre de ses passifs d'impôt différé.

Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (l' « ARC ») annoncé précédemment, la Société a reçu au cours du deuxième trimestre de 2014 un avis de nouvelle cotisation concernant le traitement fiscal de pertes qui avaient été réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. Le montant total de la nouvelle cotisation, y compris l'impôt, les pénalités et les intérêts, s'établit à environ 920 M\$. La Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et continue de croire fermement qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale et elle prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. En plus de ce qui précède, la Société :

- a reçu des avis de nouvelle cotisation des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec, s'élevant respectivement à environ 124 M\$, 100 M\$ et 42 M\$, relativement au règlement de certains contrats dérivés;
- a versé une sûreté d'environ 610 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario;
- a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec;

- a déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en novembre 2014 et interjette actuellement appel devant la Cour.

Si la Société ne parvenait pas à défendre sa position fiscale, cela pourrait avoir une incidence pouvant aller jusqu'à 1,2 G\$ sur son résultat et sa trésorerie.

9. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2015	31 mars 2014
Résultat net	(341)	1 485
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 445	1 471
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	—	2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 445	1 473
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base par action	(0,24)	1,01
Résultat dilué par action	(0,24)	1,01

10. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

Le tableau suivant présente les dérivés non désignés de négociation de l'énergie et de gestion des risques ainsi que les actifs disponibles à la vente de la Société, tous évalués à la juste valeur au 31 mars 2015.

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Actifs disponibles à la vente	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2014	20	110	183	313
Juste valeur des contrats réalisés comptabilisés en résultat net au cours du trimestre	(37)	(124)	—	(161)
Variations de la juste valeur au cours du trimestre (note 4)	7	8	—	15
Juste valeur des contrats en cours au 31 mars 2015	(10)	(6)	183	167

Les actifs disponibles à la vente se rapportent à la participation de la Société dans Pioneer Energy. À la suite de la conclusion d'une entente visant la vente à un tiers de sa quote-part des actifs de Pioneer Energy, Suncor a augmenté de 98 M\$ la juste valeur de sa participation dans Pioneer Energy pour la porter à 183 M\$ au troisième trimestre de 2014, afin de refléter le prix de vente convenu.

b) Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 31 mars 2015, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	15	28	—	43
Dettes	(19)	(40)	—	(59)
Autres actifs	—	183	—	183
	(4)	171	—	167

Au premier trimestre de 2015, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs et aucun transfert vers ou depuis le niveau 3.

La Société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres d'emprunt. Au 31 mars 2015, la Société avait exécuté des swaps à terme pour 400 M\$ US.

Instruments financiers non dérivés

Au 31 mars 2015, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 12,4 G\$ (11,5 G\$ au 31 décembre 2014) et sa juste valeur, à 14,9 G\$ (13,5 G\$ au 31 décembre 2014). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

11. CESSION DE PIONEER

Au troisième trimestre de 2014, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente, conjointement avec The Pioneer Group Inc., portant sur la vente des actifs de Pioneer Energy, y compris des stations-service en Ontario et au Manitoba. La Société, qui détient une participation de 50 % dans Pioneer Energy, recevra 182,5 M\$ compte non tenu des ajustements de clôture, pour sa quote-part des actifs et passifs. La clôture de cette transaction est prévue au deuxième trimestre de 2015, sous réserve de la satisfaction des conditions de clôture, notamment l'obtention des approbations réglementaires en vertu de la *Loi sur la concurrence*. Un ajustement latent de la juste valeur a donné lieu à une augmentation après impôt de 85 M\$ des autres éléments du résultat global au troisième trimestre de 2014.

12. PROVISIONS

Pour le premier trimestre de 2015, une augmentation nette de 411 M\$ des provisions a été enregistrée. Cette augmentation s'explique principalement par une hausse de 382 M\$ de la provision pour démantèlement et remise en état, laquelle découle d'une baisse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit, lequel a été ramené à 3,43 % (3,93 % au 31 décembre 2014).

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Période de 12 mois close le	
	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2014
Produits des activités ordinaires et autres produits	7 386	9 091	10 273	10 649	10 477	40 490
Résultat net						
Sables pétrolifères	(146)	180	773	(76)	899	1 776
Exploration et production	462	198	198	(37)	294	653
Raffinage et commercialisation	492	173	426	306	787	1 692
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(1 149)	(467)	(478)	18	(495)	(1 422)
	(341)	84	919	211	1 485	2 699
Résultat d'exploitation^{A)}						
Sables pétrolifères	(146)	180	827	865	899	2 771
Exploration et production	(19)	198	137	228	294	857
Raffinage et commercialisation	492	173	426	306	787	1 692
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(152)	(165)	(84)	(264)	(187)	(700)
	175	386	1 306	1 135	1 793	4 620
Flux de trésorerie d'exploitation^{A)}						
Sables pétrolifères	525	875	1 511	1 545	1 469	5 400
Exploration et production	449	401	379	529	600	1 909
Raffinage et commercialisation	678	240	503	505	930	2 178
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(177)	(24)	(113)	(173)	(119)	(429)
	1 475	1 492	2 280	2 406	2 880	9 058
Par action ordinaire						
Résultat net						
– de base	(0,24)	0,06	0,63	0,14	1,01	1,84
– dilué	(0,24)	0,06	0,62	0,14	1,01	1,84
Résultat d'exploitation – de base	0,12	0,27	0,89	0,77	1,22	3,15
Dividendes en trésorerie – de base	0,28	0,28	0,28	0,23	0,23	1,02
Flux de trésorerie d'exploitation – de base	1,02	1,03	1,56	1,64	1,96	6,19
Rendement du capital investi^{A)}						
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	5,8	8,6	9,4	10,1	12,6	
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	5,0	7,5	8,2	8,8	10,9	

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION¹ (suite)

(non audité)

		Trimestres clos les				Période de 12 mois close le
	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2014
Sables pétrolifères						
Production totale (kb/j)	475,6	419,3	441,1	403,1	424,4	421,9
Secteur Sables pétrolifères						
Volumes de production (kb/j)						
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	346,5	276,3	292,5	276,2	312,2	289,1
Bitume non valorisé	93,9	107,9	119,2	102,6	77,1	101,8
Production du secteur Sables pétrolifères	440,4	384,2	411,7	378,8	389,3	390,9
Production de bitume (kb/j)						
Production minière	318,3	254,1	296,9	256,1	290,6	274,4
Activités <i>in situ</i> – Firebag	188,7	182,2	170,9	172,4	164,1	172,0
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	29,3	28,7	28,2	27,4	23,0	27,0
Total de la production de bitume	536,3	465,0	496,0	455,9	477,7	473,4
Ventes (kb/j)						
Brut léger peu sulfureux	112,5	75,5	93,1	107,7	123,0	99,7
Diesel	30,8	31,2	34,7	25,1	31,7	30,7
Brut léger sulfureux	201,3	152,7	175,3	139,9	167,8	158,9
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	344,6	259,4	303,1	272,7	322,5	289,3
Bitume non valorisé	95,8	110,2	116,9	107,4	70,3	101,4
Total des ventes	440,4	369,6	420,0	380,1	392,8	390,7
Prix de vente moyen¹ (\$/b)						
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	63,36	88,78	109,13	118,36	115,11	109,02
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	40,10	61,68	81,28	84,41	79,62	76,66
Moyenne	47,67	69,51	89,38	96,40	93,63	87,46
Charges d'exploitation décaissées² (\$/b)						
Charges décaissées	25,70	31,15	28,10	30,05	30,65	30,00
Gaz naturel	2,70	3,30	3,00	4,05	4,95	3,80
	28,40	34,45	31,10	34,10	35,60	33,80
Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> seulement² (\$/b)						
Charges décaissées	9,90	8,85	9,45	11,15	11,50	10,20
Gaz naturel	4,10	5,20	5,80	6,65	8,40	6,45
	14,00	14,05	15,25	17,80	19,90	16,65
Syncrude						
Production (kb/j)	35,2	35,1	29,4	24,3	35,1	31,0
Prix de vente moyen¹ (\$/b)	56,00	81,85	102,21	111,89	105,93	99,32
Charges d'exploitation décaissées² (\$/b)*						
Charges décaissées	34,20	42,85	42,20	61,65	44,25	46,75
Gaz naturel	1,50	1,85	2,20	2,80	2,75	2,40
	35,70	44,70	44,40	64,45	47,00	49,15

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Exploration et production	31 mars 2015	Trimestres clos les			31 mars 2014	Période de
		31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014		12 mois close le
						31 déc. 2014
Production totale (kbep/j)	126,8	138,3	78,2	115,3	120,9	113,0
Volumes de production						
Exploration et production – Canada						
<i>Côte Est du Canada</i>						
Terre-Neuve (kb/j)	23,3	24,0	11,9	15,2	18,2	17,3
Hibernia (kb/j)	22,0	20,8	22,3	24,2	25,2	23,1
White Rose (kb/j)	12,8	13,3	12,6	16,1	16,5	14,6
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	3,6	2,4	3,1	4,6	4,3	3,6
	61,7	60,5	49,9	60,1	64,2	58,6
Exploration et production – International						
Buzzard (kbep/j)	51,4	54,0	24,2	54,3	56,5	47,1
Golden Eagle (kbep/j)	9,8	2,2	—	—	—	0,6
Royaume-Uni (kbep/j)	61,2	56,2	24,2	54,3	56,5	47,7
Libye (kb/j)	3,9	21,6	4,1	0,9	0,2	6,7
	65,1	77,8	28,3	55,2	56,7	54,4
Revenus nets						
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>						
Prix moyen obtenu	66,38	80,42	112,68	122,04	121,53	108,21
Redevances	(17,58)	(14,52)	(31,71)	(34,78)	(34,41)	(25,97)
Frais de transport	(1,76)	(1,91)	(2,27)	(1,60)	(1,91)	(1,97)
Charges d'exploitation	(9,57)	(14,66)	(13,74)	(12,28)	(10,14)	(13,11)
Revenus d'exploitation nets	37,47	49,33	64,96	73,38	75,07	67,16
<i>Royaume-Uni (\$/bep)</i>						
Prix moyen obtenu	64,48	84,87	109,67	116,43	114,40	106,96
Frais de transport	(2,32)	(2,60)	(3,18)	(2,80)	(2,85)	(2,84)
Charges d'exploitation	(7,33)	(4,47)	(14,74)	(5,73)	(5,77)	(6,42)
Revenus d'exploitation nets	54,83	77,80	91,75	107,90	105,78	97,70

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				31 mars 2014	Période de 12 mois close le 31 déc. 2014
	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014		
Raffinage et commercialisation						
Ventes de produits raffinés (kb/j)	519,7	548,2	542,4	515,9	515,3	531,7
Pétrole brut traité (kb/j)	437,1	440,8	435,7	391,1	442,0	427,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	95	95	94	85	96	93
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	118,6	120,8	122,1	120,9	118,5	120,6
Distillats	96,0	84,9	81,7	76,4	84,8	81,9
Total des ventes de carburants de transport	214,6	205,7	203,8	197,3	203,3	202,5
Produits pétrochimiques						
Asphalte	7,6	13,3	17,8	13,1	10,2	13,6
Autres	31,0	36,4	32,8	30,6	30,1	32,5
Total des ventes de produits raffinés	266,5	268,4	265,5	253,0	255,9	260,7
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	212,4	201,0	199,9	185,5	210,3	199,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	96	91	90	84	95	90
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	119,2	126,6	128,3	123,6	112,2	122,8
Distillats	110,2	126,7	117,3	105,0	122,3	117,8
Total des ventes de carburants de transport	229,4	253,3	245,6	228,6	234,5	240,6
Asphalte	9,7	10,6	8,8	9,7	8,7	10,6
Autres	14,1	15,9	22,5	24,6	16,2	19,8
Total des ventes de produits raffinés	253,2	279,8	276,9	262,9	259,4	271,0
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	224,7	239,8	235,8	205,6	231,7	228,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	94	100	98	86	97	95

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation, 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 d'entreprise, 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. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées séparément des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

Le résultat d'exploitation et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères présentés pour chacun des trimestres de 2015 et de 2014 sont définis à la rubrique « Mises en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du rapport aux actionnaires publié pour chacun des trimestres de 2015 et de 2014 (les « rapports trimestriels »). Les flux de trésorerie d'exploitation et le rendement du capital investi présentés pour chacun des trimestres de 2015 et de 2014 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » de chacun des rapports trimestriels.

Définitions

- 1) Prix de vente moyen – Calculé en tenant compte de l'incidence des activités de couverture, avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes.
- 2) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks et des coûts non liés à la production) et des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

Notes explicatives

- * Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux mesures semblables calculées par 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.

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
revenus		
nets	–	les revenus nets ont été calculés en soustrayant du prix moyen obtenu les redevances, les frais de transport et les charges d'exploitation
m ³ /j	–	mètres cubes par jour

Conversion au système métrique

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



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

suncor.com