

QUATRIÈME TRIMESTRE 2014

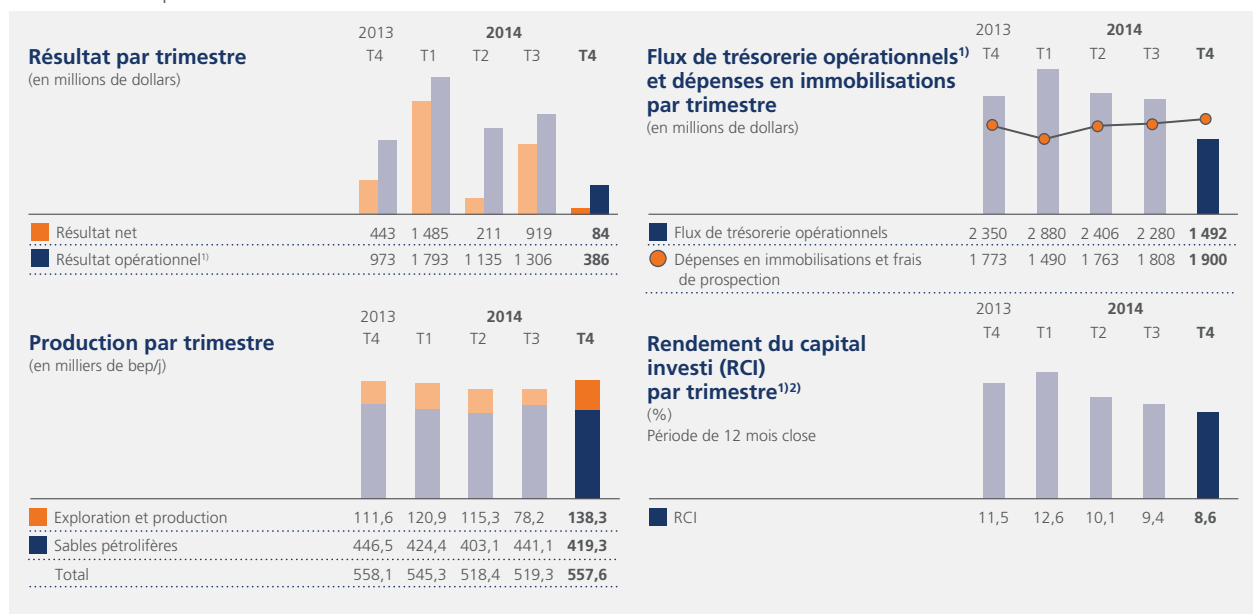
Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 décembre 2014

Résultats du quatrième 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 non définies par les PCGR, il convient de se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » figurant dans le présent Rapport aux actionnaires. Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du présent document. Les informations concernant la production et les charges d'exploitation décaissées des activités du secteur Sables pétroliers ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« Suncor a solidifié son bilan en prévision d'une baisse des prix du brut, a déclaré le président et chef de la direction, Steve Williams. L'accent que nous avons mis sur la gestion rigoureuse des dépenses a été un élément déterminant de notre santé financière. Récemment, nous avons clos l'exercice 2014 en enregistrant des dépenses en immobilisations inférieures de 300 M\$ à nos prévisions, lesquelles avaient été ramenées à 6,8 G\$ précédemment, puis nous avons annoncé une réduction de 1 G\$ de notre programme d'immobilisations pour 2015 en réponse au contexte de baisse des prix du pétrole brut. Nous avons démontré notre capacité de dépenser à la mesure de nos moyens et prévoyons continuer de le faire pendant cette période de baisse des prix. »

- Résultat opérationnel¹⁾ de 386 M\$ (0,27 \$ par action ordinaire) et bénéfice net de 84 M\$ (0,06 \$ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie opérationnels¹⁾ de 1,492 G\$ (1,03 \$ par action ordinaire).
- Maintien de la rigueur opérationnelle et à la gestion des coûts qui a permis au secteur Sables pétroliers de réduire ses charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ à 34,45 \$ pour le trimestre, comparativement à 36,85 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Production record à Firebag au quatrième trimestre, avec des niveaux de production supérieurs à la capacité nominale de 180 000 barils par jour (b/j).
- Début de la production de pétrole au projet Golden Eagle, dans la portion britannique de la mer du Nord, qui devrait s'accroître pour atteindre son taux de production optimal d'environ 18 000 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) nets en 2015.
- Réduction de 1 G\$ des dépenses en immobilisations prévues pour 2015, qui se situent maintenant entre 6,2 G\$ et 6,8 G\$, en plus de cibles de réduction des charges d'exploitation en réponse au contexte de baisse des prix du pétrole brut.
- Émission de 750 M\$ de titres d'emprunt libellés en dollars américains et de 750 M\$ libellés en dollars canadiens qui améliore davantage la liquidité de la société et place Suncor dans une position plus avantageuse pour faire face à la baisse des prix.



1) Mesures financières hors PCGR. Un rapprochement du résultat net et du résultat opérationnel est présenté à la page 5. 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 présent document.

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 %, de 12,4 % et de 11,5 % pour les deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2014.

Résultats financiers

Pour le quatrième trimestre de 2014, Suncor Énergie Inc. a enregistré un résultat opérationnel de 386 M\$ (0,27 \$ par action ordinaire) et des flux de trésorerie opérationnels de 1,492 G\$ (1,03 \$ par action ordinaire), contre 973 M\$ (0,66 \$ par action ordinaire) et 2,350 G\$ (1,58 \$ par action ordinaire), respectivement, pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le contexte actuel de baisse importante des prix du pétrole brut. Les faits saillants des résultats du quatrième trimestre comprennent une production record à Firebag et une forte utilisation des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation, malgré les travaux de maintenance planifiés. La diminution du résultat opérationnel et des flux de trésorerie opérationnels par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent est attribuable à la baisse importante des cours de référence en amont et à un contexte commercial moins favorable en aval, contrebalancés en partie par des taux de change favorables. La diminution est également attribuable à une baisse des volumes de production dans le secteur Sables pétrolifères – Activités de base, contrebalancée en partie par une augmentation de la production *in situ* dans le secteur Sables pétrolifères, une augmentation de la production dans le secteur Exploration et production découlant en partie de l'accroissement temporaire de la production en Libye, qui avait été pratiquement interrompue à la fin du quatrième trimestre, ainsi que le recouvrement dans la rémunération fondée sur des actions.

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2014, les flux de trésorerie disponibles¹⁾ ont diminué à 2,097 G\$, contre 2,635 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2013.

Le bénéfice net s'est établi à 84 M\$ (0,06 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2014, en comparaison d'un bénéfice net de 443 M\$ (0,30 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2014 reflète les facteurs ayant eu une incidence sur le résultat opérationnel décrits précédemment et tient également compte de l'incidence d'une perte de change après impôt de 302 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, comparativement à 259 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En comparaison, le bénéfice net du quatrième trimestre de 2013 tient compte d'une perte de valeur après impôt, déduction faite des provisions connexes, de 340 M\$ sur les actifs du secteur Exploration et production et d'un produit après impôt de 69 M\$ lié à la décision d'abandonner le projet de l'usine de valorisation Voyageur.

Résultat opérationnel

La production totale en amont de Suncor est restée stable à 557 600 bep/j au quatrième trimestre de 2014, par rapport à 558 100 bep/j enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation des travaux de maintenance dans le secteur Sables pétrolifères ayant été contrebalancée par une hausse des volumes de production dans le secteur Exploration et production.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 384 200 b/j au quatrième trimestre de 2014, en baisse par rapport à 409 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement en raison de travaux de maintenance non planifiés à l'usine de valorisation 2, contrebalancés en partie par une production record de 182 200 b/j à Firebag.

Au quatrième trimestre de 2014, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir en moyenne à 34,45 \$/b, comparativement à 36,85 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique par une baisse des charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières et aux activités de maintenance, partiellement contrebalancée par la hausse du prix des intrants de gaz naturel par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

« La priorité que nous accordons de façon soutenue à la gestion des coûts donne des résultats. Nous avons réduit les charges d'exploitation décaissées par baril à 34,45 \$ au quatrième trimestre de 2014 malgré la hausse du coût des intrants de gaz naturel », a précisé M. Williams. « Nous poursuivrons nos stratégies de gestion des coûts et, comme le reflètent nos prévisions pour 2015, nous anticipons d'autres baisses des charges d'exploitation décaissées par baril dans le secteur Sables pétrolifères. »

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a diminué, passant de 36 900 b/j au quatrième trimestre de 2013 à 35 100 b/j au quatrième trimestre de 2014, principalement en raison de travaux de maintenance non planifiés.

Les volumes de production du secteur Exploration et production ont augmenté, passant de 111 600 bep/j au quatrième trimestre de 2013 à 138 300 bep/j au quatrième trimestre de 2014. Cette augmentation est principalement attribuable à la production temporaire en Libye, ainsi qu'à Terra Nova par suite des travaux de maintenance hors station d'une durée de

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

10 semaines menés au quatrième trimestre de 2013. La production en Libye a repris momentanément au cours du quatrième trimestre, mais un regain d'agitation politique en décembre a poussé la National Oil Company de Libye à déclarer un état de force majeure touchant les exportations de pétrole provenant de deux terminaux. Ainsi, la Société avait pratiquement cessé ses activités à la fin du quatrième trimestre. Le moment d'un retour à des niveaux de production normaux demeure incertain.

Au cours du quatrième trimestre de 2014, le secteur Raffinage et commercialisation a achevé des travaux de maintenance planifiés aux raffineries de Montréal, de Sarnia et d'Edmonton. Le taux d'utilisation moyen des raffineries est demeuré élevé à 95 % malgré les travaux de maintenance réalisés au cours du quatrième trimestre, comparativement à 91 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Des rénovations de l'unité d'hydrocraquage de la raffinerie de Montréal ont également été achevées au cours du trimestre, ce qui devrait améliorer le rendement global de la raffinerie.

Mise à jour concernant notre stratégie

La baisse actuelle des prix du pétrole brut souligne l'importance de mettre l'accent sur la gestion rigoureuse des dépenses, l'excellence opérationnelle et la croissance rentable à long terme. La Société a révisé à la baisse ses prévisions pour 2015 en retranchant 1 G\$ de son programme de dépenses en immobilisations, qui représente maintenant de 6,2 G\$ à 6,8 G\$, en plus de prévoir réduire ses charges d'exploitation de 600 M\$ à 800 M\$ sur deux ans. Par conséquent, Suncor reportera certains projets qui n'ont pas encore été autorisés, sans incidence sur les projets essentiels à la performance de la Société sur le plan de la sécurité, de la fiabilité et de l'environnement. Grâce à l'excellent bilan de Suncor, la Société est en bonne position pour aller de l'avant comme prévu avec les projets Fort Hills et Hebron, ce qui lui permettra de tirer profit du contexte économique actuel. Ces projets devraient produire leurs premiers barils de pétrole en 2017.

« Notre engagement envers la gestion rigoureuse des dépenses nous a placés dans une position favorable pour faire face à la baisse des prix », a souligné M. Williams. « Ces efforts nous permettront également de continuer de faire avancer des projets de croissance à long terme, comme Fort Hills et Hebron. »

Au quatrième trimestre de 2014, Suncor a continué d'offrir de la valeur à ses actionnaires en versant des dividendes de 405 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire) et en rachetant des actions pour 493 M\$. D'autres rachats prévus ont été suspendus compte tenu du contexte de baisse des prix du pétrole brut.

Investir dans l'intégration et l'accès au marché

Suncor a continué de se concentrer sur l'accès au marché pour optimiser la chaîne de valeur de la Société et lui donner davantage de souplesse pour tirer profit de la fluctuation des cours du marché. Les investissements faits au cours du trimestre portaient sur l'ajout de réservoirs de stockage près de la côte du Golfe des États-Unis. Au cours du quatrième trimestre, la Société a réalisé sa première expédition par voie maritime de pétrole brut vers ces réservoirs et a continué à acheminer par rail du brut provenant de l'intérieur des terres à la raffinerie de Montréal.

Le modèle intégré de la Société et un excellent accès au marché ont permis à Suncor d'obtenir des prix mondiaux sur des volumes équivalant à près de 98 % de sa production en amont au quatrième trimestre de 2014.

Secteur Sables pétrolifères

Au cours du quatrième trimestre de 2014, Suncor a achevé ses travaux de maintenance planifiés portant sur une unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 et a poursuivi l'aménagement de plateformes de puits dans le cadre du projet de désengorgement des installations de MacKay River, où la production continue d'augmenter. La décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissement de MacKay River a été reportée compte tenu du contexte actuel de baisse des prix du pétrole brut.

Le budget de dépenses en immobilisations de 2015 du secteur Sables pétrolifères sera axé sur des projets mettant l'accent sur la performance en matière de sécurité, d'environnement et de fiabilité. Les projets comprennent des initiatives de fiabilité qui améliorent l'efficacité des installations existantes, en plus des travaux de maintenance planifiés et du démarrage de plateformes de puits.

Coentreprises de Sables pétrolifères

Suncor a affecté environ 1,6 G\$ du budget de dépenses en immobilisations révisé de 2015 au projet minier Fort Hills. Les activités du projet pour 2015 devraient consister essentiellement en des études techniques détaillées et en l'accroissement continu de l'approvisionnement et de la construction dans toutes les zones.

Tous les jalons décisifs du projet minier Fort Hills pour 2014 ont été franchis. Au cours du quatrième trimestre de 2014, les activités du projet sont demeurées axées sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'approvisionnement et les activités de construction. La majorité des commandes à long délai de livraison ont été passées, la fabrication progresse comme prévu et la livraison de composantes sur le site a commencé. Les travaux liés aux études techniques détaillées étaient achevés à environ 65 % à la fin du quatrième trimestre. 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

Suncor a consacré près de la moitié de son budget de dépenses en immobilisations de croissance de 2015 à l'avancement des projets du secteur Exploration et production. Les dépenses en immobilisations de croissance sont concentrées sur les projets d'extension de Hebron, de Golden Eagle et du secteur Côte Est du Canada. La Société continuera d'évaluer les possibilités d'exploration sur la Côte Est du Canada, en Norvège et au Royaume-Uni dans le cadre de sa stratégie de croissance à long terme.

La production de pétrole du projet Golden Eagle a débuté à la fin d'octobre, en avance sur l'échéancier, et elle devrait s'accroître jusqu'à son taux de production optimal d'environ 18 000 bep/j (nets) en 2015 alors que se poursuivent les activités de forage de développement. Le projet Hebron est toujours sur la bonne voie pour que la production de pétrole commence en 2017, la construction de la structure gravitaire et des installations de surface devant se poursuivre au quatrième trimestre de 2014 et en 2015.

La Société mène actuellement de nombreux projets d'extension visant à agrandir des installations et infrastructures existantes. L'injection d'eau a commencé à l'unité d'extension sud d'Hibernia au cours du quatrième trimestre de 2014, et la production devrait s'accroître au second semestre de 2015. Après l'achèvement des installations sous-marines du projet d'extension sud de White Rose, le forage devrait se poursuivre en 2015 et la production de pétrole devrait commencer au cours du deuxième trimestre de 2015. Le projet de l'unité d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension de White Rose devraient accroître la production et prolonger la vie productive des champs existants. La décision d'autorisation des dépenses liées au projet d'extension sud de White Rose a été reportée par les copropriétaires en raison de la tendance à la baisse actuelle des prix du pétrole brut.

Au cours du quatrième trimestre, une soumission conjointe relativement à des permis de prospection au large de la côte Est de Terre-Neuve-et-Labrador à laquelle Suncor a pris part a été retenue. La soumission retenue est assortie d'un engagement de dépenses de prospection au cours des six à neuf prochaines années, mais aucune dépense importante n'est prévue en 2015.

Rapprochement du résultat opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de douze mois closes les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Résultat net	84	443	2 699	3 911
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	302	259	722	521
Pertes de valeur ²⁾	—	563	1 238	563
Réévaluation des réserves ³⁾	—	—	(32)	—
Produit tiré d'instruments d'atténuation des risques ⁴⁾	—	(223)	—	(223)
Profit sur cessions importantes ⁵⁾	—	—	(61)	(130)
Charge d'impôt sur le résultat ⁶⁾	—	—	54	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur ⁷⁾	—	(69)	—	58
Résultat opérationnel¹⁾	386	973	4 620	4 700

- 1) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Représente des pertes de valeur après impôt de 718 M\$ liées à la participation de la Société dans le projet minier Joslyn, de 297 M\$ liées aux actifs de la Société en Libye et de 223 M\$ liées à certains actifs du secteur Sables pétrolifères inscrites au deuxième trimestre de 2014. Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 563 M\$ dans le secteur Exploration et production à l'égard de ses actifs en Syrie, en Libye et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).
- 3) Représente la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole reçus dans le cadre d'une participation dans un actif norvégien dont Suncor était auparavant propriétaire.
- 4) Représente la comptabilisation d'un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques de 223 M\$ lié aux actifs de la Société en Syrie.
- 5) Représente un profit après impôt tiré de la cession d'une part importante des activités de la Société liées au gaz naturel dans l'Ouest canadien au cours du troisième trimestre de 2013 et le profit après impôt à la vente des actifs de gaz naturel de la Société dans la région de Wilson Creek au cours du troisième trimestre de 2014.
- 6) Représente la charge d'impôt exigible et la charge d'intérêts connexe comptabilisées au troisième trimestre de 2014 en raison du calendrier des déductions pour amortissement aux fins de l'impôt de certaines dépenses en immobilisations engagées par le secteur Sables pétrolifères au cours d'une période précédente.
- 7) Représente le coût prévu de l'abandon du projet, y compris les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, ainsi que des frais liés à l'annulation de contrats. Au cours du quatrième trimestre de 2013, un produit après impôt a été comptabilisé afin de réduire les coûts précédemment estimés relativement à l'abandon du projet.

Conversion des mesures

Certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep à raison de six kpi³ équivalent pour un baril. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du présent document.

RAPPORT DE GESTION DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Le 4 février 2015

Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 28 février 2014 (la « notice annuelle de 2013 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à www.sedar.com, à www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent document 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	6
2. Faits saillants du quatrième trimestre	8
3. Information financière consolidée	9
4. Résultats sectoriels et analyse	15
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	26
6. Situation financière et situation de trésorerie	28
7. Données financières trimestrielles	31
8. Autres éléments	32
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	34
10. Abréviations courantes	39
11. Énoncés prospectifs	39

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

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

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

Mesures financières hors PCGR

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

disponibles et le RCI sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Ces mesures financières hors PCGR sont présentées parce que la direction les utilise 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. Elles ne doivent donc pas être prises en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies conformément aux PCGR.

Facteurs de risque et information prospective

Les résultats financiers et d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, la volatilité des prix des marchandises et les fluctuations des taux de change; les pannes opérationnelles et les incidents majeurs en matière d'environnement et de sécurité; les risques liés à l'exécution de projets; les risques liés à la gestion des coûts; les risques liés aux politiques gouvernementales, notamment les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt sur le résultat; les risques liés à la réglementation environnementale, notamment les lois relatives aux changements climatiques et à la remise en état de sites; le risque de pénurie de travailleurs qualifiés et de ressources; les risques liés à la capacité de changement; ainsi que les autres facteurs précisés à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent document. Une analyse détaillée des facteurs de risque touchant la Société est présentée à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2013 daté du 24 février 2014 (le « rapport de gestion annuel de 2013 ») et de la notice annuelle de 2013 de Suncor.

Le présent document contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Ces énoncés sont soumis à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent document et dans les autres documents d'information de Suncor, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces informations sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. 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 document.

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 utilisées dans le présent document, se reporter à la rubrique « Abréviations courantes ».

2. FAITS SAILLANTS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du quatrième trimestre.

- Le bénéfice net s'est établi à 84 M\$ au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 443 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net du quatrième trimestre de 2014 reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel et dont il est question ci-dessous, ainsi que l'incidence d'une perte de change après impôt de 302 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le résultat net du quatrième trimestre de l'exercice précédent reflétait l'incidence d'une perte de valeur après impôt de 340 M\$, déduction faite des provisions connexes, comptabilisée à l'égard des actifs du secteur Exploration et production, de même que l'incidence d'une perte de change après impôt de 259 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un produit après impôt de 69 M\$ découlant de la décision d'abandonner le projet de l'usine de valorisation Voyageur.
- Le bénéfice opérationnel¹⁾ s'est établi à 386 M\$ au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 973 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à l'importante baisse des cours de référence du brut et au contexte commercial moins favorable en aval, atténués en partie par les taux de change favorables. Elle tient aussi à la baisse des volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères – Activités de base qui a résulté des travaux de maintenance non planifiés, laquelle a été compensée en partie par la hausse de la production *in situ* tirée du secteur Sables pétrolifères, par l'accroissement de la production provenant du secteur Exploration et production qui a résulté notamment de l'augmentation temporaire de la cadence de production en Libye, ainsi que par un recouvrement de rémunération fondée sur des actions.
- Les flux de trésorerie opérationnels¹⁾ se sont établis à 1,492 G\$ au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 2,350 G\$ au quatrième trimestre de 2013. Cette baisse est attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel. Les flux de trésorerie disponibles¹⁾ ont diminué pour passer de 2,635 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2013 à 2,097 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2014.
- Le RCI¹⁾ (compte non tenu des projets majeurs en cours) s'est établi à 8,6 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2014, en baisse par rapport à celui de 11,5 % enregistré pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2013. Le RCI a fléchi d'environ 2,9 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2014, en raison des pertes de valeur après impôt de 1,238 G\$ inscrites pour le deuxième trimestre de 2014.
- **Suncor a revu ses dépenses à la baisse dans le contexte des faibles prix du brut.** Suncor a réduit de 1 G\$ son budget alloué aux dépenses en immobilisations prévues pour 2015 et entend diminuer ses charges d'exploitation de 600 M\$ à 800 M\$ sur deux ans. En conséquence de cette réduction, certains projets d'immobilisations non autorisés seront reportés à plus tard, sans que ne soient touchés les projets essentiels à la sécurité, à la fiabilité et à la performance environnementale de la Société. Suncor continuera d'étudier les façons de réduire davantage ses dépenses durant cette période de baisse des prix du brut.
- **Suncor table sur son modèle intégré et son solide bilan financier.** La capacité de la Société d'optimiser ses marges nettes d'un bout à l'autre de la chaîne de valeur sera un atout particulièrement important dans un contexte commercial difficile. Au quatrième trimestre, la Société a émis des titres d'emprunt d'un montant de 750 M\$ US et de 750 M\$ CA à des taux d'intérêt favorables. À la clôture du trimestre, Suncor détenait 5,5 G\$ en trésorerie et en équivalents.
- **Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies en moyenne à 34,45 \$/b pour le trimestre.** L'accent soutenu mis sur la gestion des coûts a permis à la Société de comptabiliser des charges d'exploitation décaissées de 34,45 \$ par baril, en comparaison de 36,85 \$ par baril au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **Le projet Golden Eagle produit ses premiers barils de pétrole.** La production de pétrole a commencé à Golden Eagle au cours du quatrième trimestre de 2014, et elle devrait s'accroître pour atteindre sa capacité maximale d'environ 18 000 bep/j (nets) en 2015, alors que les travaux de forage de développement se poursuivront. On s'attend à ce que le projet compense la déplétion naturelle des actifs du secteur Exploration et production de la Société.
- **Suncor a continué de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.** Suncor a versé à ses actionnaires des dividendes de 405 M\$ et a racheté des actions pour 493 M\$ au cours du quatrième trimestre de 2014. Les rachats d'actions ont été suspendus en raison de la baisse des prix du pétrole brut.

1) Le résultat opérationnel, les flux de trésorerie opérationnels, 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 document.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Résultat net				
Sables pétrolifères	180	469	1 776	2 040
Exploration et production	198	(101)	653	1 000
Raffinage et commercialisation	173	458	1 692	2 022
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(467)	(383)	(1 422)	(1 151)
Total	84	443	2 699	3 911
Résultat opérationnel¹⁾				
Sables pétrolifères	180	400	2 771	2 098
Exploration et production	198	239	857	1 210
Raffinage et commercialisation	173	458	1 692	2 022
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(165)	(124)	(700)	(630)
Total	386	973	4 620	4 700
Flux de trésorerie opérationnels¹⁾				
Sables pétrolifères	875	1 110	5 400	4 556
Exploration et production	401	552	1 909	2 316
Raffinage et commercialisation	240	534	2 178	2 618
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(24)	154	(429)	(78)
Total	1 492	2 350	9 058	9 412
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Maintien	823	1 000	3 014	3 725
Croissance	970	675	3 516	2 655
Total	1 793	1 675	6 530	6 380

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2014	2013
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	2 097	2 635

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

2) Ne tiennent pas compte des intérêts capitalisés.

Faits saillants opérationnels

	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	419,3	446,5	421,9	392,5
Exploration et production (kbep/j)	138,3	111,6	113,0	169,9
Total	557,6	558,1	534,9	562,4
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	99/1	99/1	94/6
Taux d'utilisation des raffineries (%)	95	91	93	94
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	440,8	419,0	427,5	431,3

Résultat net

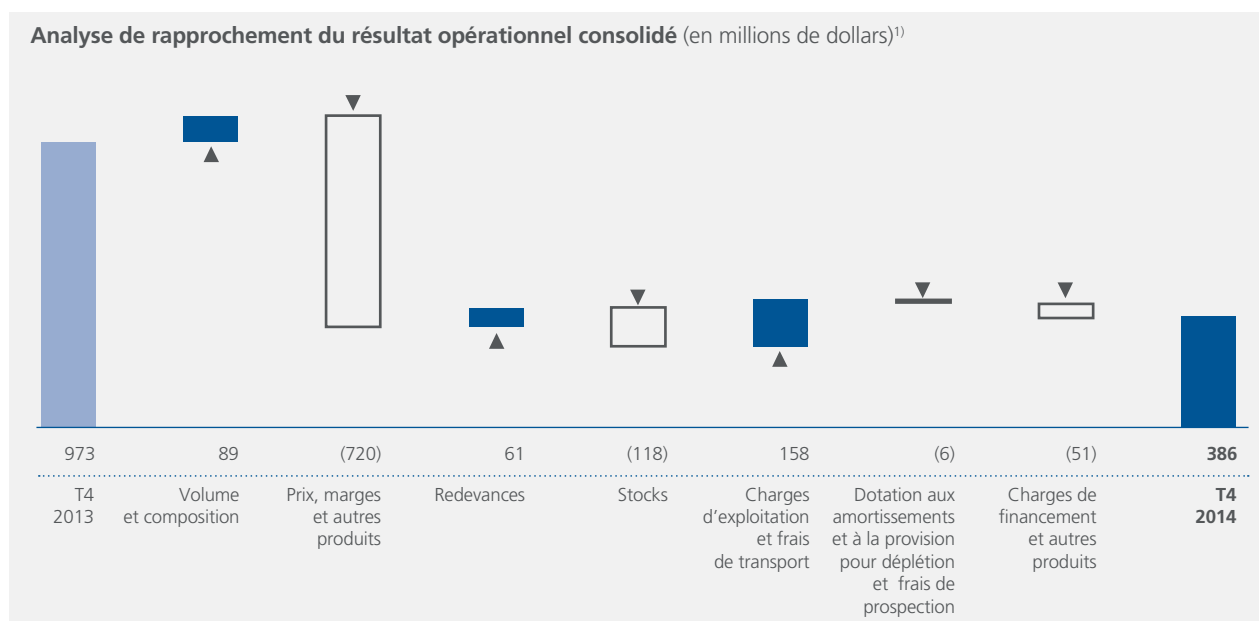
Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 84 M\$ pour le quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 443 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net a essentiellement subi l'influence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat opérationnel et qui sont décrits 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 302 M\$ pour le quatrième trimestre de 2014, contre 259 M\$ pour le quatrième trimestre de 2013.
- Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 563 M\$ à l'égard des actifs en Syrie et en Libye et des actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) du secteur Exploration et production. Conjointement avec la perte de valeur liée aux actifs en Syrie, la Société a comptabilisé un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques de 223 M\$ après impôt, montant qui avait été précédemment comptabilisé à titre de provision non courante.
- Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé un produit après impôt de 69 M\$ afin de réduire le coût précédemment estimé 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.

Résultat opérationnel¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Résultat net	84	443	2 699	3 911
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	302	259	722	521
Pertes de valeur ²⁾	—	563	1 238	563
Réévaluation des réserves ³⁾	—	—	(32)	—
Produit tiré d'instruments d'atténuation des risques ⁴⁾	—	(223)	—	(223)
Profit sur cessions importantes ⁵⁾	—	—	(61)	(130)
Charge d'impôt sur le résultat ⁶⁾	—	—	54	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur ⁷⁾	—	(69)	—	58
Résultat opérationnel¹⁾	386	973	4 620	4 700

- 1) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Rend compte de la perte de valeur après impôt de 718 M\$ comptabilisée à l'égard du projet minier Joslyn, de la perte de valeur après impôt de 297 M\$ comptabilisée à l'égard des actifs en Libye et de la perte de valeur après impôt de 223 M\$ comptabilisée à l'égard de certains actifs du secteur Sables pétrolifères, lesquelles ont été comptabilisées au deuxième trimestre de 2014. Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé, à l'égard de son secteur Exploration et production, une perte de valeur après impôt de 563 M\$ liée à ses actifs en Syrie, en Libye et en Amérique du Nord (activités terrestres).
- 3) Rend compte de la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole reçus dans le cadre d'une participation dans un actif de la Norvège que Suncor détenait auparavant.
- 4) Représente la comptabilisation d'un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques de 223 M\$ lié aux actifs de la Société en Syrie.
- 5) Représente le profit après impôt tiré de la vente d'une large part des activités liées au gaz naturel de la Société dans l'Ouest canadien conclue au troisième trimestre de 2013 et tient compte du profit après impôt tiré de la vente des actifs gaziers de la Société dans la région de Wilson Creek conclue au troisième trimestre de 2014.
- 6) Représente la charge d'impôt exigible et la charge d'intérêts connexe qui ont été comptabilisées au troisième trimestre de 2014 en raison du calendrier des déductions pour amortissement aux fins de l'impôt de certaines dépenses en immobilisations engagées par le secteur Sables pétrolifères au cours d'une période précédente.
- 7) Représente le coût prévu de l'abandon du projet, compte tenu des coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, ainsi que des frais liés à l'annulation de contrats. Au quatrième trimestre de 2013, un produit après impôt a été comptabilisé afin de réduire le coût précédemment estimé de l'abandon du projet.



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

Suncor a inscrit un bénéfice opérationnel consolidé de 386 M\$ pour le quatrième trimestre de 2014, en baisse comparativement à celui de 973 M\$ 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 positive qu'ont eue les taux de change favorables sur les prix obtenus. La baisse s'explique également par le fléchissement de la production enregistré par le secteur Sables pétrolifères en raison essentiellement des travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'usine de valorisation 2 et par la baisse du volume des ventes qui a résulté de l'accumulation des stocks du secteur Sables pétrolifères due à l'augmentation des niveaux de production vers la fin du trimestre et de l'accumulation des stocks du secteur Exploration et production due au moment de l'arrivée des pétroliers-navettes. La baisse a toutefois été atténuée par l'accroissement de la production du secteur Exploration et production qui a résulté de la hausse de la production en Libye, où les activités ont repris temporairement au quatrième trimestre de 2014 après avoir presque entièrement cessé en juillet 2013 en raison de l'agitation politique dans le pays, par la hausse de la production qui a été enregistrée à Terra Nova à la suite d'un programme de maintenance hors station d'une durée de 10 semaines exécuté au quatrième trimestre de 2013, et par le recouvrement de rémunération fondée sur des actions comptabilisé au quatrième trimestre de 2014.

(Recouvrement) charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Sables pétrolifères	(3)	14	64	37
Exploration et production	—	6	11	31
Raffinage et commercialisation	—	8	37	35
Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations	(4)	39	139	201
Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	(7)	67	251	304

Flux de trésorerie opérationnels

Les flux de trésorerie opérationnels consolidés se sont chiffrés à 1,492 G\$ au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 2,350 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie opérationnels reflètent l'incidence des mêmes facteurs ayant influé sur le résultat opérationnel 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 opérationnel de Suncor.

		Moyenne des trimestres clos les 31 décembre		Moyenne des périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
		2014	2013	2014	2013
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	73,15	97,45	93,00	97,95
Pétrole brut Brent ICE à Sullom Voe	\$ US/b	77,00	109,35	99,50	108,75
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	10,05	20,05	13,70	11,65
MSW à Edmonton	\$ CA/b	67,05	89,05	86,10	93,90
WCS à Hardisty	\$ US/b	58,90	65,25	73,60	72,75
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,25	32,20	19,40	25,20
Condensat à Edmonton	\$ US/b	70,55	94,20	92,95	101,70
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AEEO	\$ CA/kpi ³	3,60	3,50	4,50	3,15
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	30,55	48,40	49,65	79,95
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,15	19,60	19,65	23,90
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	14,40	12,00	17,40	21,40
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	12,45	15,35	20,15	24,00
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	10,15	13,45	16,50	20,55
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,88	0,95	0,91	0,97
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,86	0,94	0,86	0,94

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 quatrième trimestre de 2014 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont subi l'incidence négative de la baisse du prix du WTI, qui est passé de 97,45 \$ US/b au quatrième trimestre de 2013 à 73,15 \$ US/b. La diminution des prix a été contrebalancée en partie par une baisse de l'escompte sur le prix du pétrole brut synthétique peu sulfureux par rapport au cours du WTI. Cette baisse de l'escompte tient aux exigences prévues en matière de remplissage de la canalisation 9 d'Enbridge et à la réduction de l'offre attribuable aux travaux de maintenance non planifiés qui ont été exécutés à l'usine de valorisation de Syncrude.

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 89,05 \$/b et de 65,25 \$ US/b au quatrième trimestre de

2013 à 67,05 \$/b et à 58,90 \$ US/b au quatrième trimestre de 2014, 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 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et s'est établi en moyenne à 77,00 \$ US/b, en comparaison de 109,35 \$ 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 3,60 \$ le kpi³ pour le quatrième trimestre de 2014, en hausse comparativement à 3,50 \$ le kpi³ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de craquage 3-2-1 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. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation du brut, tandis que les marges de raffinage réelles sont établies d'après la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment de l'achat de la charge d'alimentation et le moment où celle-ci est traitée et vendue à un tiers. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, de même que par la configuration de la raffinerie et les marchés de vente des produits raffinés qui lui sont propres. Les marges de craquage de référence ont eu une incidence favorable sur les raffineries de l'ouest de l'Amérique du Nord, tandis que les raffineries de l'est de l'Amérique du Nord ont subi les contrecoups de la diminution des marges de craquage de référence obtenues sur la côte Est.

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 à 30,55 \$/MWh au quatrième trimestre de 2014, comparativement à 48,40 \$/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 quatrième trimestre de 2014, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 0,95 au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 0,88, ce qui a eu une incidence favorable sur les prix obtenus par la Société au quatrième trimestre de 2014 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.

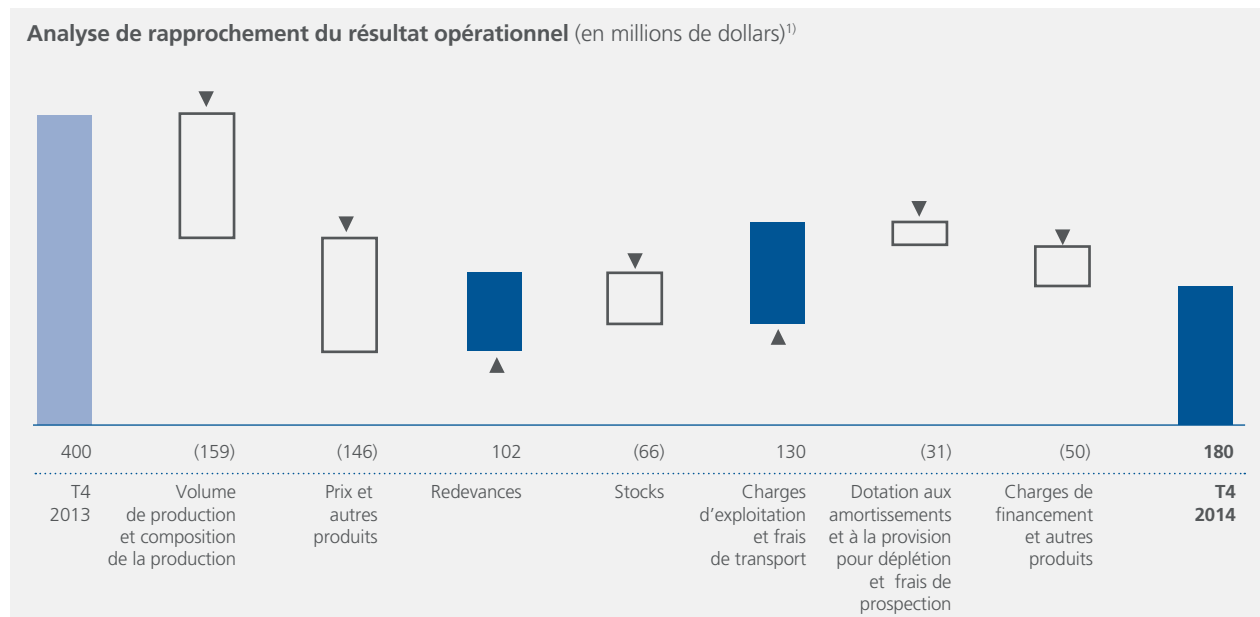
4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Produits bruts	2 838	3 437	14 561	13 089
Moins les redevances	(107)	(201)	(982)	(859)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 731	3 236	13 579	12 230
Résultat net	180	469	1 776	2 040
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Charge d'impôt sur le résultat	—	—	54	—
Perte de valeur liée au projet minier Joslyn et à d'autres actifs	—	—	941	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur	—	(69)	—	58
Résultat opérationnel ¹⁾	180	400	2 771	2 098
<i>Sables pétrolifères</i>	182	351	2 696	1 870
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	(2)	49	75	228
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	875	1 110	5 400	4 556

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



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

Le bénéfice opérationnel du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 182 M\$, comparativement à 351 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable au recul de la production du secteur Sables pétrolifères qui a découlé de l'exécution de travaux de maintenance non planifiés et à la baisse des prix obtenus, en partie contrebalancés par la diminution des frais de maintenance liés aux activités d'exploitation minière et de valorisation du secteur Sables pétrolifères et par la baisse des charges de redevances.

Le secteur Coentreprise des Sables pétrolifères a inscrit une perte opérationnelle de 2 M\$, comparativement à un bénéfice opérationnel de 49 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des prix obtenus et par le recul de la production de Syncrude attribuable à l'exécution de travaux de maintenance non planifiés.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	276,3	301,5	289,1	282,6
Bitume non valorisé	107,9	108,1	101,8	77,9
Sables pétrolifères	384,2	409,6	390,9	360,5
Coentreprises des Sables pétrolifères	35,1	36,9	31,0	32,0
Total	419,3	446,5	421,9	392,5

1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor. Le rendement en pétrole brut synthétique et le diesel provenant des usines de valorisation de Suncor représentent environ 78 % de la charge d'alimentation en bitume.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir en moyenne à 384 200 b/j au quatrième trimestre de 2014, comparativement à 409 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse s'explique essentiellement par l'exécution de travaux de maintenance non planifiés visant l'usine de valorisation 2 et certains actifs des services publics qui ont eu une incidence sur les activités de valorisation et d'extraction. Ces travaux de maintenance étaient terminés à la clôture du trimestre. Des travaux de maintenance portant sur une unité de cokéfaction ont eu une incidence à la fois sur les résultats du trimestre écoulé et sur ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a diminué pour s'établir à 35 100 b/j au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 36 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution tient principalement aux travaux de maintenance non planifiés exécutés aux installations de traitement de l'eau.

Production de bitume

	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	254,1	317,4	274,4	269,8
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	384,6	475,4	408,5	413,6
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,66	0,67	0,67	0,65
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	182,2	154,1	172,0	143,4
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	28,7	28,3	27,0	28,5
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	210,9	182,4	199,0	171,9
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,6	3,1	2,8	3,3
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,9	2,6	2,9	2,6

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières du secteur Sables pétrolifères – Activités de base a diminué pour s'établir en moyenne à 254 100 b/j au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 317 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par les travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard de certains actifs de services publics.

La production de bitume tirée des activités *in situ* s'est accrue pour s'établir en moyenne à 210 900 b/j au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 182 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'importante production générée à Firebag au quatrième trimestre de 2014, laquelle a été supérieure à la capacité nominale en raison de l'aboutissement des initiatives d'accroissement de la production qui y ont été menées. À MacKay River, la production a augmenté pour s'établir à 28 700 b/j au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 28 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la production supplémentaire qui a découlé du projet de désengorgement des installations de MacKay River, dont l'incidence favorable a été partiellement neutralisée par les travaux de maintenance planifiés.

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'optimisation des stratégies de gestion des réservoirs. Le ratio vapeur-pétrole de MacKay River a quant à lui augmenté pour passer de 2,6 au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 2,9, en raison principalement des injections de vapeur supplémentaires effectuées dans les puits récemment mis en service.

Volume des ventes et composition des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	75,5	103,2	99,7	91,5
Diesel	31,2	27,5	30,7	23,5
Pétrole brut synthétique sulfureux	152,7	166,1	158,9	166,0
Produits valorisés	259,4	296,8	289,3	281,0
Bitume non valorisé	110,2	115,0	101,4	76,0
Total	369,6	411,8	390,7	357,0

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 369 600 b/j au quatrième trimestre de 2014, en baisse par rapport à 411 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les mêmes facteurs qui ont entraîné la diminution globale du volume de production ainsi que par l'accumulation des stocks enregistrée au quatrième trimestre de 2014, en comparaison d'une réduction de stocks au quatrième trimestre de l'exercice précédent. Les ventes de produits valorisés ont diminué en raison des travaux de maintenance exécutés à l'usine de valorisation 2, ce qui a aussi eu une incidence sur la composition des ventes de pétrole brut synthétique.

Stocks

Il y a eu accumulation de stocks au quatrième trimestre de 2014, en raison d'une hausse de la production survenue vers la fin du trimestre à l'issue des travaux de maintenance planifiés et non planifiés qui ont débuté au troisième trimestre de 2014 et qui se sont poursuivis au quatrième trimestre de 2014.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	88,78	97,88	109,02	104,22
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	61,68	59,45	76,66	72,67
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	69,51	71,64	87,46	82,83
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(13,57)	(30,67)	(15,28)	(18,09)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	81,85	92,26	99,32	99,82
Syncrude, par rapport au WTI	(1,23)	(10,05)	(3,42)	(1,10)

Le prix de vente moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 69,51 \$/b au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 71,64 \$/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 quatrième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse de la production et des recouvrements nets.

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 quatrième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par la baisse des coûts liés aux activités de maintenance des unités de valorisation et aux activités d'exploitation minière qui a découlé de la diminution des charges locatives. 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 quatrième trimestre de 2014 ont été légèrement inférieurs à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution des coûts qui a résulté du fléchissement du volume des ventes.

Les charges de financement et les autres produits ont diminué au quatrième trimestre de 2014, du fait surtout que la Société avait perçu un produit d'assurance et un produit provenant de la vente de technologies au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au quatrième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de 2013, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la valeur des actifs qui a résulté essentiellement de la mise en service des plateformes de puits de Firebag et de la mise en service d'autres puits intercalaires en 2014.

Rapprochement des charges d'exploitation décaissées ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 476	1 643	6 042	5 852
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(153)	(142)	(593)	(536)
Coûts non liés à la production ²⁾	(74)	(65)	(442)	(282)
Autres ³⁾	(31)	(47)	(187)	(165)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères	1 218	1 389	4 820	4 869
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	34,45	36,85	33,80	37,00

- 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 document.
- 2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai et le coût des charges d'alimentation liées au gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire.
- 3) Le poste « Autres » rend compte de l'incidence des variations de l'évaluation des stocks, des frais de démarrage de projets et des produits d'exploitation liés à la capacité excédentaire, principalement l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération, qui sont déduits du total des charges d'exploitation décaissées.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 34,45 \$/b au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 36,85 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse des charges d'exploitation décaissées totales, en partie contrebalancée par le recul des volumes de production. Le total des charges d'exploitation décaissées a quant à lui diminué par rapport à l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des coûts liés aux activités de maintenance et d'exploitation minière, partiellement contrebalancée par la hausse des coûts d'approvisionnement en gaz naturel.

Au quatrième trimestre de 2014, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées, ont légèrement augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par une hausse des charges liée à un swap sur gaz conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai. Ce facteur a toutefois été partiellement contrebalancé par le recouvrement de rémunération fondée sur des actions.

Les autres coûts, qui sont également exclus des charges d'exploitation décaissées, ont diminué au quatrième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des produits tirés de la vente d'énergie qui a découlé de la diminution des prix de l'électricité.

Travaux de maintenance

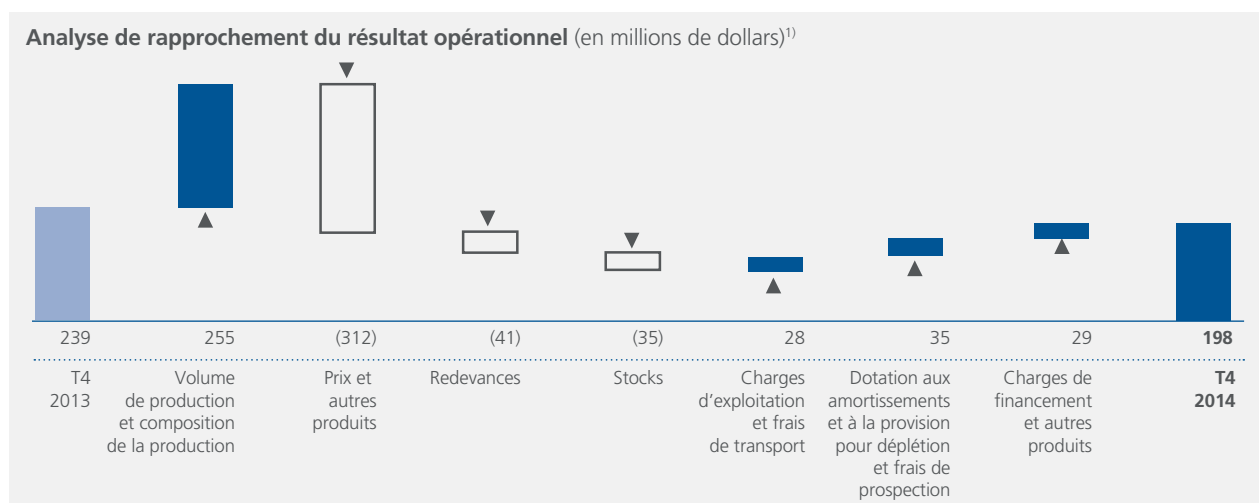
La Société ne prévoit pas mener de travaux de révision majeurs en 2015. Elle compte procéder à des travaux de maintenance périodiques à l'égard de deux unités de cokéfaction au cours de l'exercice. Les prévisions de la Société pour 2015 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Produits bruts	1 078	1 407	4 715	6 363
Moins les redevances	(203)	(172)	(672)	(1 146)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	875	1 235	4 043	5 217
Résultat net	198	(101)	653	1 000
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :				
Pertes de valeur (déduction faite des reprises), sorties et provisions	—	563	297	563
Produit tiré d'instruments d'atténuation des risques	—	(223)	—	(223)
Réévaluation des réserves	—	—	(32)	—
Profit sur cessions importantes	—	—	(61)	(130)
Résultat opérationnel ¹⁾	198	239	857	1 210
<i>E&P Canada</i>	85	118	502	643
<i>E&P International</i>	113	121	355	567
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	401	552	1 909	2 316

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



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

Le secteur Exploration et production a inscrit un bénéfice opérationnel de 198 M\$ au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 239 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice opérationnel d'E&P Canada a reculé, passant de 118 M\$ au quatrième trimestre de 2013 à 85 M\$ au quatrième trimestre de 2014, ce qui s'explique principalement par la baisse des prix obtenus, en partie contrebalancée par l'accroissement de la production à Terra Nova. Le bénéfice opérationnel d'E&P International a fléchi pour s'établir à 113 M\$ au quatrième trimestre de 2014, comparativement à 121 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 une hausse du bénéfice attribuable aux activités en Libye.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	24,0	5,6	17,3	14,2
Hibernia (kb/j)	20,8	25,8	23,1	27,1
White Rose (kb/j)	13,3	14,9	14,6	14,9
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	2,4	4,5	3,6	37,3
	60,5	50,8	58,6	93,5
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	54,0	59,8	47,1	55,8
Golden Eagle (kbep/j)	2,2	—	0,6	—
Libye (kb/j)	21,6	1,0	6,7	20,6
	77,8	60,8	54,4	76,4
Production totale (kbep/j)	138,3	111,6	113,0	169,9
Composition (liquides/gaz) (%)	97/3	96/4	97/3	80/20

La production d'E&P Canada a augmenté pour s'établir en moyenne à 60 500 bep/j au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 50 800 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique surtout par l'incidence qu'avaient eue, au trimestre correspondant de l'exercice précédent, les travaux de maintenance hors station d'une durée de 10 semaines exécutés aux installations de Terra Nova. La hausse a toutefois été atténuée par la déplétion naturelle à Hibernia.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 77 800 bep/j au quatrième trimestre de 2014, en hausse comparativement à celle de 60 800 bep/j enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par la reprise temporaire de la production en Libye après que la National Oil Company de Libye a levé, en juillet, l'état de force majeure touchant les exportations de pétrole provenant des terminaux utilisés par Suncor. Cependant, l'éclatement de nouvelles tensions politiques en décembre 2014 a obligé la National Oil Company de Libye à déclarer à nouveau un cas de force majeure visant les exportations de pétrole provenant de ces terminaux, d'où la quasi-interruption des activités de la Société à la clôture de l'exercice. On ne peut déterminer avec certitude quand les niveaux de production reviendront à la normale. Dans la portion britannique de la mer du Nord, la production d'E&P International a affiché une baisse en raison de la déplétion naturelle à Buzzard, ce qui a été contrebalancé en partie par le démarrage de la production à Golden Eagle.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	78,51	115,15	105,98	109,71
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	3,42	3,65	4,49	3,42
E&P International (\$/bep)	82,27	108,53	104,12	107,57

Les prix obtenus pour le pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont diminué au quatrième trimestre de 2014 par rapport au quatrième trimestre de 2013, 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 Exploration et production ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient principalement à l'accroissement de la production, partiellement contrebalancée par la baisse des prix obtenus.

Stocks

La Société a accumulé une faible quantité de stocks au quatrième trimestre de 2014, en raison du moment de l'arrivée des pétroliers-navettes sur la côte Est du Canada, tandis qu'elle avait prélevé d'importants stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont diminué au quatrième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse 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 moins élevés au quatrième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement du fléchissement des taux de déplétion liés aux actifs du secteur Côte Est du Canada de la Société et de la diminution des frais de prospection qui a été enregistrée en raison des charges plus élevées liées aux puits d'évaluation non exploitables inscrites pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les charges de financement et les autres produits reflètent l'incidence positive d'un profit comptabilisé au quatrième trimestre de 2014 par suite d'une modification de l'estimation d'une provision liée aux engagements futurs relatifs à la capacité non utilisée de certains gazoducs, partiellement contrebalancée par les pertes de change comptabilisées.

Autres éléments

Droits de prospection au large de la côte Est du Canada

Au quatrième trimestre de 2014, Suncor a obtenu, dans le cadre d'une offre commune, des droits de prospection d'une zone située au large de la côte est de Terre-Neuve. Les droits obtenus s'accompagnent d'obligations au titre des dépenses de prospection à engager pour une période à venir de six à neuf ans, mais aucune dépense importante n'est prévue pour 2015.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

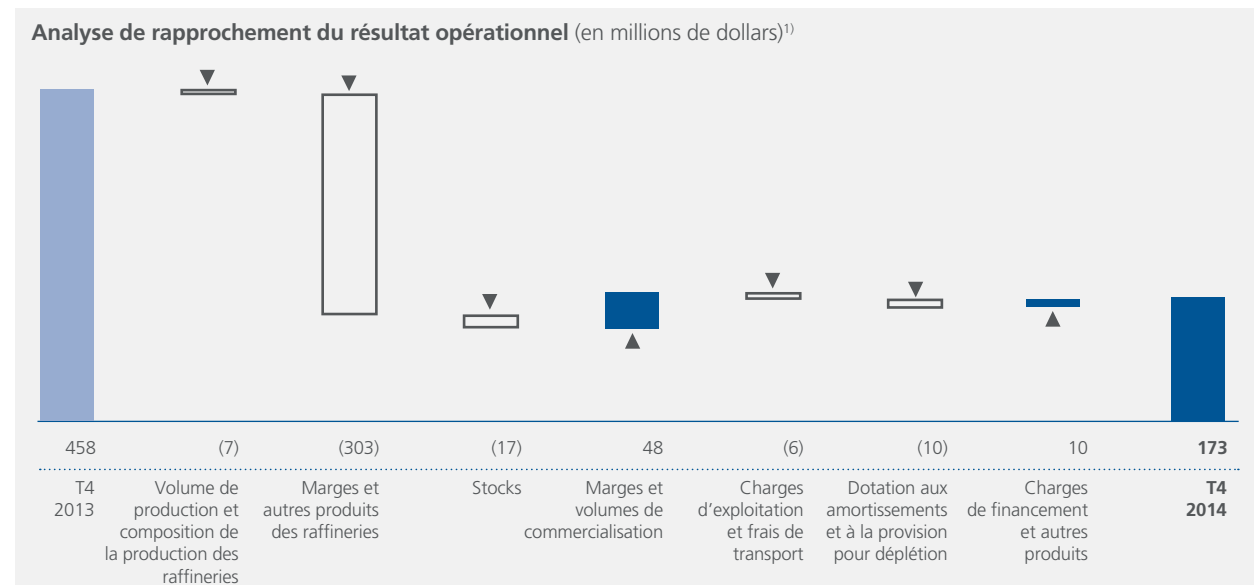
La Société compte mener des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines à Terra Nova au deuxième trimestre de 2015. Les prévisions de la Société pour 2015 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Produits d'exploitation	6 056	6 545	26 627	26 658
Résultat net	173	458	1 692	2 022
Résultat opérationnel ¹⁾	173	458	1 692	2 022
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	<i>78</i>	<i>418</i>	<i>1 385</i>	<i>1 758</i>
<i>Activités de commercialisation</i>	<i>95</i>	<i>40</i>	<i>307</i>	<i>264</i>
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	240	534	2 178	2 618

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



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

Le secteur Raffinage et approvisionnement a inscrit un bénéfice opérationnel de 78 M\$ pour le quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 418 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution tient principalement à l'incidence de la réévaluation des stocks dans un contexte de baisse des prix du pétrole brut, à l'incidence moins favorable des écarts de prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres et à une accumulation relativement faible des stocks de produits finis comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les marges de raffinage élevées des raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord par rapport aux marges de référence et par les taux de change favorables.

L'apport des activités de commercialisation au résultat opérationnel s'est chiffré à 95 M\$ pour le quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 40 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable aux fortes marges dégagées sur les ventes au détail et en gros en raison du recul des prix à la rampe.

Volumes

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	201,0	182,4	199,2	201,7
Ouest de l'Amérique du Nord	239,8	236,6	228,3	229,6
Total	440,8	419,0	427,5	431,3
Taux d'utilisation des raffineries^{1),2)} (%)				
Est de l'Amérique du Nord	91	82	90	91
Ouest de l'Amérique du Nord	100	99	95	96
Total	95	91	93	94
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	247,4	251,4	235,6	247,4
Distillat	211,6	203,3	207,5	209,8
Autres	89,2	73,5	88,6	85,7
Total	548,2	528,2	531,7	542,9

1) En date du 1^{er} janvier 2014, la Société a révisé à la hausse la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, qui est passée de 140 000 b/j à 142 000 b/j. Les taux d'utilisation du trimestre précédent n'ont pas été recalculés, et ils reflètent donc la capacité nominale d'avant la révision à la hausse.

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

Le débit de traitement du brut par les raffineries a augmenté au quatrième trimestre de 2014, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation moyen des raffineries de 95 %, en comparaison de 91 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 201 000 b/j au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 182 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Des travaux de maintenance planifiés ont été exécutés aux raffineries de Sarnia et de Montréal durant les deux trimestres; cependant, ceux exécutés au quatrième trimestre de 2014 ont eu une plus faible incidence sur les volumes de production, même s'ils se sont traduits par un rendement moins élevé des produits. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a légèrement augmenté pour s'établir à 239 800 b/j au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 236 600 b/j au quatrième trimestre de 2013, en raison de l'exécution de travaux de maintenance non planifiés au quatrième trimestre de 2013.

Les ventes totales ont augmenté pour se chiffrer à 548 200 b/j au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de 528 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'accroissement des volumes de production enregistré.

Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les marges des produits raffinés ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2014 qu'au quatrième trimestre de 2013, et elles tiennent compte principalement de ce qui suit :

- Au quatrième trimestre de 2014, l'incidence de la comptabilisation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, plutôt que selon la méthode DEPS¹⁾, a eu une incidence défavorable sur le résultat net et les flux de trésorerie opérationnels d'environ 372 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence défavorable sur le résultat net de 142 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence totale de 230 M\$ d'un trimestre à l'autre.
- Au quatrième trimestre de 2014, les écarts entre le prix du brut provenant de l'intérieur des terres et le cours du WTI ont atteint leur plus bas niveau depuis plusieurs années et ont eu une incidence défavorable sur les marges de raffinage.
- Les marges de craquage de référence ont influé favorablement sur les marges des raffineries de la Société dans l'ouest de l'Amérique du Nord, tandis que les raffineries de l'est de l'Amérique du Nord ont subi les contrecoups de la diminution des marges de craquage de référence obtenues sur la côte Est. Les prix élevés obtenus par rapport au cours de référence et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain ont également influé favorablement sur les marges de raffinage.

Les marges de commercialisation ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation des marges dégagées sur les ventes au détail et les ventes en gros, en partie contrebalancée par la diminution des marges dégagées sur les ventes de lubrifiants.

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 document.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été légèrement plus élevés au quatrième trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement d'une hausse des charges environnementales associées à une provision pour remise en état. La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation a augmenté au quatrième trimestre de 2014, 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 Société prévoit entreprendre, au premier trimestre de 2015, des travaux de maintenance planifiés qui devraient durer quatre semaines à la raffinerie de Commerce City. 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 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Résultat net	(467)	(383)	(1 422)	(1 151)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	302	259	722	521
Résultat opérationnel ¹⁾	(165)	(124)	(700)	(630)
Énergie renouvelable	15	22	78	72
Négociation de l'énergie	(13)	(5)	66	116
Siège social	(222)	(174)	(850)	(785)
Éliminations	55	33	6	(33)
Flux de trésorerie opérationnels ¹⁾	(24)	154	(429)	(78)

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

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	122	128	411	430
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	109	107	412	415

Au quatrième trimestre de 2014, les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un bénéfice opérationnel de 15 M\$, en comparaison de 22 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 produits tirés des sous-produits, ainsi qu'aux gains moindres réalisés sur les activités éoliennes en raison du fléchissement de la

production d'énergie éolienne et de la diminution des prix de l'électricité en Alberta. Au cours du quatrième trimestre de 2014, la Société a achevé la construction de la centrale éolienne Adelaide.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie se sont soldées par une perte opérationnelle de 13 M\$ au quatrième trimestre de 2014, en comparaison d'une perte opérationnelle de 5 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation de la perte opérationnelle s'explique par les pertes sur la négociation qui ont résulté des stratégies de négociation du brut de la Société aux États-Unis, en partie contrebalancées par des profits accrus générés par les stratégies de négociation du gaz naturel.

Siège social

Le siège social a inscrit une perte opérationnelle de 222 M\$ pour le quatrième trimestre de 2014, en comparaison d'une perte opérationnelle de 174 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation de la perte opérationnelle est principalement attribuable à la comptabilisation de pertes de change plus importantes sur le fonds de roulement qui a résulté de l'appréciation du dollar américain, en partie contrebalancée par la comptabilisation d'un recouvrement de rémunération fondée sur des actions au quatrième trimestre de 2014, en comparaison de la comptabilisation d'une charge au quatrième trimestre de 2013. Au quatrième trimestre de 2014, la Société a incorporé une tranche de 107 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 98 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 quatrième trimestre de 2014, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 55 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 33 M\$ au quatrième trimestre de 2013.

5. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013	2014	31 décembre 2013
Sables pétrolifères	954	890	3 826	4 311
Exploration et production	449	390	1 819	1 483
Raffinage et commercialisation	379	445	1 021	890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	118	48	295	93
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 900	1 773	6 961	6 777
Moins la tranche d'intérêts sur la dette capitalisée	(107)	(98)	(431)	(397)
	1 793	1 675	6 530	6 380

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2014			Période de 12 mois close le 31 décembre 2014		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	463	423	886	2 012	1 529	3 541
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	265	26	291	997	166	1 163
<i>Activités in situ</i>	153	13	166	746	128	874
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	45	384	429	269	1 235	1 504
Exploration et production	16	398	414	73	1 612	1 685
Raffinage et commercialisation	291	84	375	797	212	1 009
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	53	65	118	132	163	295
	823	970	1 793	3 014	3 516	6 530

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

Pour le quatrième trimestre de 2014, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,793 G\$ (compte non tenu des intérêts capitalisés). Les activités menées au quatrième trimestre de 2014 comprennent celles décrites ci-après.

Sables pétrolifères

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 291 M\$ au quatrième trimestre de 2014, dont des tranches de 265 M\$ et de 26 M\$ affectées respectivement aux activités de maintien et de croissance. Les dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées à des travaux de maintenance 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 166 M\$. De ce montant, des tranches de 153 M\$ et de 13 M\$ ont été affectées respectivement aux activités de maintien et aux activités de croissance. Les dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées à la poursuite des activités de conception, d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction portant sur les nouvelles plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River, à mesure que la production provenant des plateformes de puits existantes fléchira. Les dépenses de croissance ont porté sur l'achèvement de plateformes de puits associées au projet de désengorgement des installations de MacKay River.

Coentreprise des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 429 M\$. De ce montant, 384 M\$ ont été affectés à des dépenses en immobilisations de croissance et 45 M\$, à des dépenses en immobilisations de maintien. Les dépenses en immobilisations de croissance tiennent compte de l'accroissement continu des dépenses liées au projet Fort Hills portant sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'acquisition de certains éléments à long délai de livraison et les activités sur le chantier. Les activités de construction respectent les délais et sont achevées à hauteur d'environ 20 %. Les principales activités menées durant le trimestre ont

permis d'aménager presque entièrement les fondations destinées au traitement du minerai et les principales zones d'extraction.

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 Exploration et production a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection de 414 M\$, dont la majeure partie ont été affectées à des investissements de croissance, notamment aux projets Golden Eagle et Hebron. À Hebron, la construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface s'est poursuivie, les premiers barils de pétrole étant attendus en 2017.

La Société mène actuellement de nombreux projets d'extension visant à agrandir des installations et infrastructures existantes. Après l'achèvement des installations sous-marines de l'unité d'extension sud d'Hibernia en 2013, les activités de forage se sont poursuivies au cours du quatrième trimestre de 2014, l'injection d'eau a débuté en novembre 2014 et la production devrait s'accroître au second semestre de 2015. Les premiers barils de pétrole du projet d'extension sud de White Rose sont attendus au deuxième trimestre de 2015. Ces deux projets devraient accroître la production et prolonger la vie productive des champs existants. La décision d'autorisation des dépenses liées au projet d'extension sud de White Rose a été reportée par les copropriétaires en raison de la baisse actuelle des prix du pétrole brut.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation, qui se sont élevées à 375 M\$, se rapportent principalement au maintien des activités existantes et à l'achèvement des travaux de maintenance planifiés exécutés aux raffineries de Montréal et de Sarnia. Les dépenses de croissance ont été affectées notamment à des travaux visant à rénover l'unité d'hydrocraquage de la raffinerie, qui ont été achevés au quatrième trimestre de 2014. Ces modifications devraient augmenter le débit de production global de la raffinerie.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les	
	2014	31 décembre 2013
Rendement du capital investi ¹⁾ (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	8,6	11,5
Compte tenu des projets majeurs en cours	7,5	9,9
Ratio dette nette/flux de trésorerie opérationnels ²⁾ (en nombre de fois)	0,9	0,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	6,6	9,5
Base des flux de trésorerie opérationnels ^{2),4)}	15,5	16,8

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

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents ont augmenté pour s'établir à 5,495 G\$ pour les 12 mois de 2014, en comparaison de 5,202 G\$ au 31 décembre 2013, en raison principalement des flux de trésorerie opérationnels et des émissions de titres d'emprunt réalisées au quatrième trimestre, partiellement contrebalancés par les dépenses en immobilisations et frais de prospection, les rachats d'actions, les versements de dividendes et le remboursement de la dette au quatrième trimestre.

Au 31 décembre 2014, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 44 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. 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. Au cours du quatrième trimestre de 2014, Suncor a émis pour 750 M\$ de billets à moyen terme non garantis de premier rang portant intérêt au taux de 3,10 % et venant à échéance le 26 novembre 2021 et pour 750 M\$ US de billets non garantis de premier rang portant intérêt au taux de 3,6 % et venant à échéance le 1^{er} décembre 2024.

Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient 4,275 G\$ au 31 décembre 2014, contre 4,536 G\$ au 31 décembre 2013.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. 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 décembre 2014, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 24 % (22 % au 31 décembre 2013). À l'heure actuelle, la Société respecte toutes les clauses restrictives liées aux activités d'exploitation.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Dettes à court terme	806	798
Tranche courante de la dette à long terme	34	457
Dettes à long terme	12 489	10 203
Dettes totales	13 329	11 458
Moins la trésorerie et ses équivalents	5 495	5 202
Dettes nettes	7 834	6 256
Capitaux propres	41 603	41 180
Dettes totales majorées des capitaux propres	54 932	52 638
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en %)	24	22

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre et période de 12 mois clos le 31 décembre 2014	
	T4	Cumul annuel
Dettes nette au début de la période	6 573	6 256
Augmentation de la dette nette	1 261	1 578
Dettes nette au 31 décembre 2014	7 834	7 834
Diminution (augmentation) de la dette nette		
Flux de trésorerie opérationnels	1 492	9 058
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 916)	(7 025)
Produit de la cession d'actifs	14	224
Acquisitions	—	(121)
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(395)	(1 243)
Rachat d'actions ordinaires	(493)	(1 671)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	373	(63)
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	(336)	(737)
	(1 261)	(1 578)

Rachats d'actions

Le 5 août 2014, Suncor a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin de continuer à racheter des actions dans le cadre de son programme de rachat précédemment annoncé (l'« offre publique de rachat de 2014 »), par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2014, Suncor est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 1,1 G\$ entre le 5 août 2014 et le 4 août 2015, et elle a convenu de ne pas racheter plus de 44 045 388 actions ordinaires, ce qui représentait environ 3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au moment du renouvellement du programme.

Les rachats d'actions subséquents prévus au titre du programme de rachat ont été interrompus provisoirement en raison de la baisse des prix du pétrole brut.

Depuis la mise en place de son programme de rachat d'actions en 2011, Suncor a racheté 155,5 millions d'actions ordinaires et les actionnaires ont bénéficié de redistributions totales de 5,297 G\$.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	13 116	14 933	42 027	49 492
Coût des rachats d'actions	493	550	1 671	1 675
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars)	37,63	36,83	39,67	33,84

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel 2013. 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 de la période de 12 mois close le 31 décembre 2014, Suncor a accru d'environ 1,4 G\$ ses engagements liés au forage exploratoire et ses engagements liés à la mise en œuvre de sa stratégie d'accès aux marchés, ce qui englobe ses activités liées à l'accroissement de sa capacité de stockage et de son réseau logistique. La durée de la majorité de ces ententes se situe entre deux et dix ans, et les paiements débiteront dès le premier trimestre de 2015.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie opérationnels trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, comme ceux qui ont été menés par le secteur Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2013 et ceux qui ont été exécutés à l'égard de plusieurs actifs du secteur Exploration et production au troisième trimestre de 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 opérationnels trimestriels de Suncor sont également influencées par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	419,3	441,1	403,1	424,4	446,5	423,6	309,4	389,0
Exploration et production	138,3	78,2	115,3	120,9	111,6	171,4	190,7	207,1
	557,6	519,3	518,4	545,3	558,1	595,0	500,1	596,1
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	8 899	10 175	10 446	10 342	9 814	10 288	9 648	9 843
Autres produits	192	98	203	135	380	85	66	173
	9 091	10 273	10 649	10 477	10 194	10 373	9 714	10 016
Résultat net	84	919	211	1 485	443	1 694	680	1 094
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,06	0,63	0,14	1,01	0,30	1,13	0,45	0,72
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,06	0,62	0,14	1,01	0,30	1,13	0,45	0,71
Résultat opérationnel¹⁾	386	1 306	1 135	1 793	973	1 426	934	1 367
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,27	0,89	0,77	1,22	0,66	0,95	0,62	0,90
Flux de trésorerie opérationnels¹⁾	1 492	2 280	2 406	2 880	2 350	2 528	2 250	2 284
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,03	1,56	1,64	1,96	1,58	1,69	1,49	1,50
RCI¹⁾ (% sur 12 mois)	8,6	9,4	10,1	12,6	11,5	8,6	8,1	7,1
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,28	0,28	0,23	0,23	0,20	0,20	0,20	0,13
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	36,90	40,53	45,50	38,61	37,24	36,83	31,00	30,44
Bourse de New York (\$ US)	31,78	36,15	42,63	34,96	35,05	35,78	29,49	30,01

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document. Le RCI exclut les coûts capitalisés au titre des projets majeurs en cours.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	73,15	97,20	103,00	98,70	97,45	105,85	94,20	94,35
Pétrole brut Brent ICE à Sullom Voe	\$ US/b	77,00	103,40	109,75	107,80	109,35	109,70	103,35	112,65
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	10,05	12,50	13,85	18,45	20,05	10,35	5,50	10,60
MSW à Edmonton	\$ CA/b	67,05	89,50	97,10	90,70	89,05	105,25	92,90	88,45
WCS à Hardisty	\$ US/b	58,90	77,00	82,95	75,55	65,25	88,35	75,05	62,40
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,25	20,20	20,05	23,15	32,20	17,50	19,15	31,95
Condensat à Edmonton	\$ US/b	70,55	93,45	105,15	102,65	94,20	103,80	103,30	107,20
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,60	4,00	4,65	5,70	3,50	2,40	3,50	3,20
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	30,55	63,90	42,30	61,75	48,40	83,90	123,35	64,10
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,15	20,50	21,55	20,40	19,60	19,25	25,60	31,20
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	14,40	17,50	19,40	18,35	12,00	15,80	30,70	27,10
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	12,45	24,60	26,10	17,40	15,35	19,60	30,60	30,55
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	10,15	19,10	19,55	17,15	13,45	15,95	23,95	28,80
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,88	0,92	0,92	0,91	0,95	0,96	0,98	0,99
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,86	0,89	0,94	0,90	0,94	0,97	0,95	0,98

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

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

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

Adoption de nouvelles normes comptables

En date du 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté rétrospectivement l'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (« IFRIC ») 21 *Droits ou taxes*, qui clarifie le fait qu'une entité doit comptabiliser un passif au titre d'un droit ou d'une taxe exigible lorsque l'événement qui rend le droit ou la taxe exigible, tel qu'il est défini par la législation pertinente, survient. Cette norme précise en outre qu'un passif au titre d'un droit ou d'une taxe doit être comptabilisé progressivement seulement si l'événement qui rend le droit ou la taxe exigible se déroule sur une certaine période de temps, et qu'aucun passif ne devrait être comptabilisé avant que le seuil minimal spécifié qui rend le passif exigible ne soit atteint. Cette interprétation s'applique à la comptabilisation des provisions au titre des redevances et n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des

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

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change et pour optimiser sa position à l'égard des versements d'intérêts. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de marchandises et des échanges financiers pour dégager des profits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 27 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2013 et à la note 11 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de 12 mois clos le 31 décembre 2014, de même qu'à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel 2013 de Suncor.

Mise à jour concernant l'impôt sur le résultat

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. Les développements suivants ont eu lieu au cours du trimestre :

- La Société a reçu des avis de nouvelle cotisation du Québec et de l'Ontario s'élevant respectivement à environ 42 M\$ et à 100 M\$ relativement au règlement de certains contrats dérivés. La Société s'attend à recevoir l'avis de nouvelle cotisation de l'Alberta au premier trimestre de 2015. Le montant reçu de cet avis s'établit à environ 124 M\$.
- La Société a versé une sûreté d'environ 610 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario.
- La Société a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales du Québec et de l'Ontario.
- La Société a également déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt.

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\$.

Prévisions de la Société

En raison de la baisse des prix du pétrole brut, Suncor a publié une mise à jour de ses prévisions pour 2015. Le communiqué de presse de Suncor daté du 13 janvier 2015, qui peut également être consulté aux adresses www.suncor.com et www.sedar.com, présente de plus amples détails et mises en garde concernant les changements apportés aux prévisions de la Société.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent document, notamment le résultat opérationnel, le RCI, les flux de trésorerie opérationnels, les flux de trésorerie disponibles, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode DEPS, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance 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 opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle. La direction utilise le résultat opérationnel pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure donne une comparaison plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat opérationnel et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière consolidée » du présent document.

Analyses comparatives du résultat opérationnel

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

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

Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et l'efficacité du processus de répartition du capital de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne sur 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 capitalisés se rapportant aux projets majeurs qui en sont encore au stade de la construction ou qui sont sur le point d'atteindre le stade de la mise en service et aux actifs acquis qui sont encore en cours d'évaluation. La direction utilise le RCI, compte non tenu de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi, pour évaluer le rendement des actifs d'exploitation.

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2014	2013
Ajustements du résultat net			
Résultat net		2 699	3 911
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		722	521
Charge d'intérêts nette		229	228
	A	3 650	4 660
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		6 256	6 639
Capitaux propres		41 180	39 215
		47 436	45 854
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		7 834	6 256
Capitaux propres		41 603	41 180
		49 437	47 436
Capital moyen investi	B	48 797	46 981
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	7,5	9,9
Coûts capitalisés moyens liés aux projets majeurs en cours	C	6 203	6 502
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	8,6	11,5

Flux de trésorerie opérationnels

Les flux de trésorerie opérationnels sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtières et des paiements relatifs aux taxes sur l'essence et à l'impôt sur le résultat 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 opérationnels présentés dans le présent document pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des flux de trésorerie opérationnels du trimestre clos le 31 décembre et des trois trimestres précédents. Les flux de trésorerie opérationnels 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 et du présent document pour le quatrième trimestre de 2014.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Résultat net	180	469	198	(101)	173	458	(467)	(383)	84	443
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	709	680	297	915	162	149	32	31	1 200	1 775
Impôt sur le résultat différé	84	35	(83)	—	(10)	(84)	60	41	51	(8)
Augmentation des passifs	34	30	11	10	2	2	—	2	47	44
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	352	304	352	304
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(32)	1	(2)	1	(68)	2	(54)	154	(156)	158
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	—	(10)	(3)	—	—	(10)	(3)
Rémunération fondée sur des actions	(5)	17	(1)	7	(2)	10	(4)	47	(12)	81
Frais de prospection	—	—	8	23	—	—	—	—	8	23
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(70)	(75)	(3)	1	(10)	(7)	—	—	(83)	(81)
Autres	(25)	(47)	(24)	(304)	3	7	57	(42)	11	(386)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	875	1 110	401	552	240	534	(24)	154	1 492	2 350
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	1 542	(963)	137	91	317	340	(1 473)	518	523	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 417	147	538	643	557	874	(1 497)	672	2 015	2 336

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Résultat net	1 776	2 040	653	1 000	1 692	2 022	(1 422)	(1 151)	2 699	3 911
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	4 035	2 439	1 349	1 804	635	530	121	119	6 140	4 892
Impôt sur le résultat différé	(139)	358	(115)	(130)	(43)	64	73	90	(224)	382
Augmentation des passifs	140	114	44	60	7	6	7	12	198	192
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	839	605	839	605
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(34)	—	—	—	(82)	1	(154)	94	(270)	95
Perte (profit) à la cession d'actifs	3	—	(82)	(130)	(11)	(7)	—	—	(90)	(137)
Rémunération fondée sur des actions	22	7	8	28	4	19	72	160	106	214
Frais de prospection	—	—	104	82	—	—	—	—	104	82
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(324)	(388)	(20)	(15)	(20)	(20)	—	—	(364)	(423)
Autres	(79)	(14)	(32)	(383)	(4)	3	35	(7)	(80)	(401)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	5 400	4 556	1 909	2 316	2 178	2 618	(429)	(78)	9 058	9 412
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	1 252	1 225	201	656	(278)	566	(1 297)	(1 759)	(122)	688
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	6 652	5 781	2 110	2 972	1 900	3 184	(1 726)	(1 837)	8 936	10 100

Flux de trésorerie disponibles

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

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2014	2013
Flux de trésorerie opérationnels	9 058	9 412
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	6 961	6 777
Flux de trésorerie disponibles	2 097	2 635

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 et les coûts des charges d'alimentation du gaz naturel utilisé pour produire l'hydrogène destiné aux procédés de valorisation secondaire, 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 document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance opérationnelle 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 opérationnelle de la Société et pour la comparer avec celle des raffineries comparables qui sont autorisées à évaluer les stocks selon la méthode DEPS en vertu des PCGR des États-Unis.

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

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

Une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent document 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
kpj 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

T4	Trimestre clos le 31 décembre
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange de pétrole brut léger
ICE	Intercontinental Exchange

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que 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 en ce qui a trait aux éléments suivants :

- les travaux de maintenance périodiques qui seront exécutés à l'égard de deux unités de cokéfaction du secteur Sables pétrolifères en 2015;
- les travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines qui devraient se dérouler à Terra Nova au deuxième trimestre de 2015;
- les activités de maintenance dans le secteur Raffinage et commercialisation, notamment les travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines portant sur la raffinerie de Commerce City qui devraient avoir lieu au premier trimestre de 2015, les travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines portant sur la raffinerie

d'Edmonton qui devraient être exécutés au deuxième trimestre de 2015, les travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux semaines portant sur la raffinerie de Sarnia qui devraient avoir lieu au deuxième trimestre de 2015 ainsi que les travaux de maintenance planifiés qui devraient se dérouler à Montréal et se prolonger sur une durée d'une semaine au troisième trimestre de 2015 et de trois semaines au quatrième trimestre de 2015.

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

- Suncor prévoit limiter ses dépenses dans le contexte actuel de baisse des prix des marchandises et s'attend à ce que les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères diminuent encore;*
- Suncor prévoit une amélioration du rendement global des raffineries grâce aux modifications apportées au quatrième trimestre à l'unité d'hydrocraquage de la raffinerie de Montréal;*
- Suncor entend diminuer ses charges d'exploitation de 600 M\$ à 800 M\$ sur deux ans;*
- Suncor a établi ses objectifs et ses prévisions en ce qui a trait aux dépenses (qui, selon les prévisions, devraient atteindre de 6,2 à 6,8 G\$) et aux projets pour 2015 en tenant compte du secteur Sables pétrolifères, où les projets devraient être consacrés à la sécurité, à la fiabilité et à la performance environnementale, du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères, où les activités de projet devraient être axées sur la réalisation d'études techniques détaillées, sur l'accroissement de l'approvisionnement et sur la poursuite des activités de construction dans tous les zones de Fort Hills, ainsi que du secteur Exploration et production, où les investissements de croissance devraient porter sur les projets d'extension visant Hebron, Golden Eagle et le secteur Côte Est du Canada;*
- Suncor continuera d'évaluer les possibilités d'exploration sur la côte Est du Canada, en Norvège et au Royaume-Uni;*
- la Société prévoit que le projet minier Fort Hills lui procurera environ 73 000 blj de bitume, la production de pétrole devant commencer au quatrième trimestre de 2017 et atteindre par la suite 90 % de sa capacité prévue dans un délai de 12 mois;*
- la Société prévoit que la production de pétrole du projet Golden Eagle devrait atteindre sa capacité maximale d'environ 18 000 bep/j (nets) en 2015, alors que les travaux de forage de développement se poursuivront. Le projet devrait compenser la déplétion naturelle des actifs de son secteur Exploration et production;*
- le projet Hebron est toujours sur la bonne voie pour entrer en production en 2017;*
- Après l'achèvement des installations sous-marines de l'unité d'extension sud d'Hibernia en 2013, les activités de forage se sont poursuivies au cours du quatrième trimestre de 2014, l'injection d'eau a débuté en novembre 2014 et la production devrait s'accroître au second semestre de 2015;*
- le projet de l'unité d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension de White Rose devraient accroître la production et prolonger la vie productive des champs existants, et les travaux de forage à l'égard du projet d'extension sud de White Rose devraient se poursuivre en 2015, les premiers barils du pétrole étant attendus au deuxième trimestre de 2015.*

Autres éléments :

- le fait que la direction de Suncor est d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider Suncor à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;*
- 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 concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés, l'opinion voulant qu'elle réussira à faire valoir sa position fiscale initiale à cet égard et qu'elle prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. En octobre, la Société a reçu des avis de nouvelle cotisation du Québec et de l'Ontario s'élevant respectivement à environ 42 M\$ et 100 M\$. La Société a versé une sûreté d'environ 610 M\$ à l'ARC et aux provinces de Québec et d'Ontario. L'ARC et les provinces se réservent le droit de demander à la Société de lui remettre un montant de trésorerie au lieu d'une sûreté. La Société a reçu un avis de nouvelle cotisation de l'Alberta au premier trimestre de 2015. Le montant de cet avis s'est établi à environ 124 M\$.*

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut peu sulfureux et le pétrole brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; notre dépendance à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer 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 Exploration et production sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes d'exploitation inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques d'ordre politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye 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 nouvelles cotisations 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 document, notamment à la rubrique « Facteurs de risque » et dans la notice annuelle de 2013 datée du 28 février 2014 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2014	31 décembre 2013	closes les 31 décembre 2014	2013
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	8 899	9 814	39 862	39 593
Autres produits (note 4)	192	380	628	704
	9 091	10 194	40 490	40 297
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	4 434	4 192	17 426	17 293
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 346	2 525	9 749	9 462
Transport	251	272	879	845
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur (note 5)	1 200	1 775	6 140	4 892
Prospection	53	75	367	322
Profit à la cession d'actifs (note 14)	(10)	(3)	(90)	(137)
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur (note 13)	—	(94)	—	82
Charges de financement (note 8)	545	453	1 429	1 162
	8 819	9 195	35 900	33 921
Résultat avant impôt	272	999	4 590	6 376
Impôt sur le résultat				
Exigible	137	564	2 115	2 083
Différé	51	(8)	(224)	382
	188	556	1 891	2 465
Résultat net	84	443	2 699	3 911
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat				
Ajustement au titre des écarts de conversion	97	189	304	325
Profit latent sur les actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 15)	—	—	85	—
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat				
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	78	226	(144)	579
Autres éléments du résultat global	175	415	245	904
Résultat global	259	858	2 944	4 815
Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 10)				
De base	0,06	0,30	1,84	2,61
Dilué	0,06	0,30	1,84	2,60
Dividendes en trésorerie	0,28	0,20	1,02	0,73

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	5 495	5 202
Créances	4 275	5 254
Stocks	3 466	3 944
Impôt sur le résultat à recouvrer	680	294
Total de l'actif courant	13 916	14 694
Immobilisations corporelles, montant net	59 800	57 270
Prospection et évaluation	2 248	2 772
Autres actifs	598	422
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 083	3 092
Actifs d'impôt différé	26	65
Total de l'actif	79 671	78 315
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dettes à court terme	806	798
Tranche courante de la dette à long terme	34	457
Dettes et charges à payer	5 704	7 090
Tranche courante des provisions	752	998
Impôt à payer	1 058	1 263
Total du passif courant	8 354	10 606
Dettes à long terme	12 489	10 203
Autres passifs non courants	1 787	1 464
Provisions	4 895	4 078
Passifs d'impôt différé	10 543	10 784
Capitaux propres	41 603	41 180
Total du passif et des capitaux propres	79 671	78 315

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2014	31 décembre 2013	closes les 31 décembre 2014	2013
Activités d'exploitation				
Résultat net	84	443	2 699	3 911
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 200	1 775	6 140	4 892
Impôt sur le résultat différé	51	(8)	(224)	382
Charge de désactualisation	47	44	198	192
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	352	304	839	605
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(156)	158	(270)	95
Profit à la cession d'actifs	(10)	(3)	(90)	(137)
Rémunération fondée sur des actions	(12)	81	106	214
Prospection	8	23	104	82
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(83)	(81)	(364)	(423)
Autres	11	(386)	(80)	(401)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	523	(14)	(122)	688
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 015	2 336	8 936	10 100
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 900)	(1 773)	(6 961)	(6 777)
Acquisitions (note 12)	—	—	(121)	(515)
Produit de la cession d'actifs	14	33	224	943
Cession d'un contrat relatif aux pipelines	—	(76)	—	(76)
Autres placements	(16)	(3)	(64)	(18)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(150)	94	59	(90)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 052)	(1 725)	(6 863)	(6 533)
Activités de financement				
Variation nette de la dette	(67)	17	(81)	138
Remboursement sur la dette à long terme	(452)	—	(452)	(312)
Émissions de titres de créance à long terme	1 575	—	1 575	—
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	10	32	247	112
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(493)	(550)	(1 671)	(1 675)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(405)	(297)	(1 490)	(1 095)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	168	(798)	(1 872)	(2 832)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents				
	131	(187)	201	735
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	13	49	92	82
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	5 351	5 340	5 202	4 385
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	5 495	5 202	5 495	5 202
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	313	290	752	711
Impôt sur le résultat payé	425	256	2 697	1 339

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 2012	19 945	579	(210)	18 901	39 215	1 523 057
Résultat net	—	—	—	3 911	3 911	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	325	—	325	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 201 \$	—	—	—	579	579	—
Résultat global	—	—	325	4 490	4 815	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	159	(32)	—	—	127	4 750
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	28	—	—	(28)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	(648)	—	—	(1 027)	(1 675)	(49 492)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	(89)	—	—	(169)	(258)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	51	—	—	51	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 095)	(1 095)	—
31 décembre 2013	19 395	598	115	21 072	41 180	1 478 315
Résultat net	—	—	—	2 699	2 699	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	304	—	304	—
Profit latent sur les actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$	—	—	85	—	85	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 56 \$	—	—	—	(144)	(144)	—
Résultat global	—	—	389	2 555	2 944	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	323	(31)	—	—	292	7 831
Émissions aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	38	—	—	(38)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(553)	—	—	(1 118)	(1 671)	(42 027)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	108	—	—	198	306	—
Rémunération fondée sur des actions	—	42	—	—	42	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 490)	(1 490)	—
31 décembre 2014	19 311	609	504	21 179	41 603	1 444 119

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

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

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

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

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

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 3 février 2015, date à laquelle le comité d'audit a approuvé ces états financiers au nom du conseil d'administration.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans le sommaire des méthodes comptables suivies pour l'établissement des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. En date du 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté rétrospectivement l'interprétation du Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière (« IFRIC ») 21 *Droits ou taxes*.

IFRIC 21 précise qu'une entité doit comptabiliser un passif au titre d'un droit ou d'une taxe exigible lorsque l'événement qui rend le droit ou la taxe exigible, tel qu'il est défini par la législation pertinente, survient. Cette norme précise en outre qu'un passif au titre d'un droit ou d'une taxe doit être comptabilisé progressivement seulement si l'événement qui rend le droit ou la taxe exigible se déroule sur une certaine période de temps, et qu'aucun passif ne devrait être comptabilisé avant que le seuil minimal spécifié qui rend le passif exigible ne soit atteint. Cette interprétation s'applique à la comptabilisation des provisions pour redevances et n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

d) Recours à des estimations et à des jugements

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

3. INFORMATION SECTORIELLE

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

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

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	2 154	2 382	1 020	1 257	6 017	6 522	18	26	9 209	10 187
Produits intersectoriels	684	1 055	58	150	39	23	(781)	(1 228)	—	—
Moins les redevances	(107)	(201)	(203)	(172)	—	—	—	—	(310)	(373)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	2 731	3 236	875	1 235	6 056	6 545	(763)	(1 202)	8 899	9 814
Autres produits (charges)	74	54	33	310	97	11	(12)	5	192	380
	2 805	3 290	908	1 545	6 153	6 556	(775)	(1 197)	9 091	10 194
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	145	199	56	159	5 085	5 109	(852)	(1 275)	4 434	4 192
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 476	1 643	126	136	614	608	130	138	2 346	2 525
Transport	162	181	24	30	76	71	(11)	(10)	251	272
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	709	680	297	915	162	149	32	31	1 200	1 775
Prospection	14	19	39	56	—	—	—	—	53	75
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	—	(10)	(3)	—	—	(10)	(3)
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	—	(94)	—	—	—	—	—	—	—	(94)
Charges (produits) de financement	40	37	28	7	(2)	3	479	406	545	453
	2 546	2 665	570	1 303	5 925	5 937	(222)	(710)	8 819	9 195
Résultat avant impôt	259	625	338	242	228	619	(553)	(487)	272	999
Impôt sur le résultat										
Exigible	(5)	121	223	343	65	245	(146)	(145)	137	564
Différé	84	35	(83)	—	(10)	(84)	60	41	51	(8)
	79	156	140	343	55	161	(86)	(104)	188	556
Résultat net	180	469	198	(101)	173	458	(467)	(383)	84	443
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	954	890	449	390	379	445	118	48	1 900	1 773

Périodes de douze mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	10 658	9 063	4 290	5 931	26 482	26 495	86	109	41 516	41 598
Produits intersectoriels	3 903	4 026	425	432	145	163	(4 473)	(4 621)	—	—
Moins les redevances	(982)	(859)	(672)	(1 146)	—	—	—	—	(1 654)	(2 005)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	13 579	12 230	4 043	5 217	26 627	26 658	(4 387)	(4 512)	39 862	39 593
Autres produits	115	64	217	381	151	22	145	237	628	704
	13 694	12 294	4 260	5 598	26 778	26 680	(4 242)	(4 275)	40 490	40 297
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	355	460	459	568	21 093	20 807	(4 481)	(4 542)	17 426	17 293
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	6 042	5 852	558	676	2 447	2 307	702	627	9 749	9 462
Transport	541	482	90	127	290	278	(42)	(42)	879	845
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	4 035	2 439	1 349	1 804	635	530	121	119	6 140	4 892
Prospection	96	115	271	207	—	—	—	—	367	322
Perte (profit) à la cession d'actifs	3	—	(82)	(130)	(11)	(7)	—	—	(90)	(137)
Charges liées au projet d'usine de valorisation Voyageur	—	82	—	—	—	—	—	—	—	82
Charges de financement	153	135	72	33	—	5	1 204	989	1 429	1 162
	11 225	9 565	2 717	3 285	24 454	23 920	(2 496)	(2 849)	35 900	33 921
Résultat avant impôt	2 469	2 729	1 543	2 313	2 324	2 760	(1 746)	(1 426)	4 590	6 376
Impôt sur le résultat										
Exigible	832	331	1 005	1 443	675	674	(397)	(365)	2 115	2 083
Différé	(139)	358	(115)	(130)	(43)	64	73	90	(224)	382
	693	689	890	1 313	632	738	(324)	(275)	1 891	2 465
Résultat net	1 776	2 040	653	1 000	1 692	2 022	(1 422)	(1 151)	2 699	3 911
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	3 826	4 311	1 819	1 483	1 021	890	295	93	6 961	6 777

4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2014	31 décembre 2013	closes les 31 décembre 2014	2013
Activités de négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	69	(47)	173	176
(Diminution) augmentation de la valeur des stocks	(87)	41	(61)	15
Activités de gestion des risques ¹⁾	143	(1)	176	(18)
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance	21	334	21	342
Réévaluation des réserves ²⁾	—	—	145	—
Produits financiers et produit d'intérêts	12	28	90	85
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	9	10	34	47
Variation de la valeur des engagements relatifs à la capacité pipelinère et autres	25	15	50	57
	192	380	628	704

1) Inclut des ajustements de juste valeur liés à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétroliers et Raffinage et commercialisation.

2) Autres produits de 145 M\$ (32 M\$ après impôt) liés à la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole reçus relativement à la participation que détenait la Société dans des actifs norvégiens.

5. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Sables pétroliers

Projet minier Joslyn

Pour le deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 718 M\$ liée à la participation qu'elle détient dans le projet. Ce montant a été porté en diminution des immobilisations corporelles (318 M\$) et des actifs de prospection et d'évaluation (400 M\$).

Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P »), exploitant du projet minier Joslyn, la Société et les copropriétaires du projet ont convenu de réduire 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. Par suite de son évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus et en raison de l'incertitude liée notamment au calendrier des plans de mise en valeur, la Société a procédé à un test de dépréciation au moyen d'une approche fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie et les flux de trésorerie actualisés, en fonction de la plus récente estimation des ressources éventuelles de l'ensemble des baux miniers et d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 9 % (données d'évaluation de la juste valeur de niveau 3). Les transactions sur le marché pertinentes ont aussi été prises en compte. Le calcul de la valeur recouvrable est sensible à la probabilité et au moment du début de la production, au taux d'actualisation et aux dépenses en immobilisations et coûts de construction.

La Société a procédé à un nouveau test à l'égard du projet minier Joslyn et n'a relevé aucun indice de dépréciation au 31 décembre 2014. La valeur comptable du projet minier Joslyn s'élevait à 400 M\$ au 31 décembre 2014.

Autres

Par suite d'une revue de ses options de réaffectation des actifs construits dans le cadre de projets qui ont depuis été annulés ou reportés, la Société a comptabilisé, au deuxième trimestre de 2014, une perte de valeur après impôt de 223 M\$ à l'égard notamment de certains actifs du secteur Sables pétroliers, y compris un pipeline et son compresseur et des composants servant à la génération de vapeur, la direction ne prévoyant pas utiliser ces actifs.

Exploration et production

Libye

Au deuxième trimestre de 2014, en raison de l'interruption de sa production découlant de la fermeture de certains terminaux d'exportation libyens et des plans actuels de production de la Société pour la durée restante des contrats d'exploration et de partage de la production, la Société a procédé à un test de dépréciation sur ses actifs libyens au moyen d'une méthode fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie. À la suite de ce test, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 297 M\$ à l'égard de ses actifs en Libye. Ce montant a été porté en diminution des immobilisations corporelles (129 M\$) et des actifs de prospection et d'évaluation (168 M\$).

Une approche fondée sur les flux de trésorerie prévus a été utilisée en fonction des données sur les réserves à la clôture de 2013, mises à jour en fonction des prévisions actuelles des prix et des plans de production actuels, selon trois scénarios : i) la reprise des activités dans 6 mois, ii) la reprise des activités dans 18 mois et iii) la suspension de l'ensemble des activités à la clôture de 2015. Les deux premiers scénarios ont chacun reçu une pondération en fonction de la probabilité de 45 % et le dernier scénario, de 10 %. Chacun des scénarios est évalué à la valeur actualisée au moyen d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 17 %, et d'un prix moyen d'environ 103,00 \$ US/b de 2016 à 2021, puis augmentant annuellement en moyenne de 2 % par la suite (données d'évaluation à la juste valeur de niveau 3). Le calcul de la valeur recouvrable était sensible au taux d'actualisation et aux prix. Une hausse de 2 % du taux d'actualisation et une baisse de 5 % des prix auraient chacune entraîné une augmentation d'environ 65 M\$ de la perte de valeur après impôt inscrite.

Compte tenu des prix observés actuellement et des événements récents survenus en Libye, les actifs dans ce pays ont été soumis à un nouveau test de dépréciation au 31 décembre 2014. Une approche fondée sur les flux de trésorerie prévus a été utilisée en fonction des données sur les réserves à la clôture de 2014 et des prévisions de la société concernant la production et la trésorerie pour la durée restante des contrats d'exploration et de partage de la production. Les résultats de ce nouveau test ont indiqué qu'aucune autre perte de valeur n'était nécessaire. Au 31 décembre 2014, la valeur comptable résiduelle des actifs nets de la Société en Libye s'élevait à 375 M\$.

6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge (le recouvrement) 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		Périodes de douze mois	
	2014	31 décembre 2013	closes les 31 décembre 2014	2013
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	8	9	42	51
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	(19)	79	266	341
	(11)	88	308	392

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

Le 5 août 2014, Suncor a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin à continuer à racheter des actions dans le cadre de son programme de rachat annoncé précédemment, par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation (l'« offre publique de rachat de 2014 »). Aux termes de l'offre publique de rachat de 2014, Suncor peut racheter aux fins d'annulation de ses actions ordinaires pour une valeur maximale d'environ 1,1 G\$ entre le 5 août 2014 et le 4 août 2015 et elle a convenu de ne pas racheter plus de 44 045 388 actions ordinaires, ce qui représentait environ 3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au moment du renouvellement du programme.

Les rachats à venir dans le cadre du programme ont été suspendus 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 31 décembre		Périodes de douze mois closes les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	13 116	14 933	42 027	49 492
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	171	196	553	648
Résultats non distribués	322	354	1 118	1 027
Coût des rachats d'actions	493	550	1 671	1 675

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 déc. 2014	31 déc. 2013
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	—	108
Résultats non distribués	—	198
Passif lié à l'engagement de rachat d'actions	—	306

8. CHARGES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de douze mois closes les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Intérêts sur la dette	196	178	739	703
Intérêts incorporés à l'actif	(107)	(98)	(431)	(397)
Charge d'intérêts	89	80	308	306
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	14	17	55	68
Charge de désactualisation	47	44	198	192
Perte de change sur la dette libellée en dollars américains	352	304	839	605
Écarts de change et autres	43	8	29	(9)
	545	453	1 429	1 162

9. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») mentionné précédemment, la Société a reçu au cours du deuxième trimestre de 2014 un avis officiel de nouvelle cotisation 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. Elle prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. Au cours du trimestre :

- la Société a reçu des provinces de Québec et d'Ontario des avis officiels de nouvelle cotisation d'environ 42 M\$ et 100 M\$, respectivement, relativement aux contrats dérivés. L'avis officiel de nouvelle cotisation de la province d'Alberta (environ 124 M\$) a été reçu au cours du premier trimestre de 2015;
- la Société a versé une sûreté d'environ 610 M\$ à l'ARC ainsi qu'aux provinces de Québec et d'Ontario;
- la Société a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des provinces de Québec et d'Ontario;
- la Société a également déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt.

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

10. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2014	31 décembre 2013	closes les 31 décembre 2014	2013
Résultat net	84	443	2 699	3 911
Effet dilutif de la comptabilisation des attributions comme étant réglées en actions ¹⁾	(9)	—	—	—
Résultat net – dilué	75	443	2 699	3 911
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 448	1 484	1 462	1 501
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	2	2	3	1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 450	1 486	1 465	1 502
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	0,06	0,30	1,84	2,61
Résultat dilué par action	0,06	0,30	1,84	2,60

- 1) Les options de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Comme ces options peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le résultat dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif au cours de la période. Il a été établi que la comptabilisation de ces options dans les régimes dont les paiements sont réglés en actions avait un effet dilutif pour le trimestre clos le 31 décembre 2014.

11. INSTRUMENTS FINANCIERS

Hiérarchie des justes valeurs

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

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Négociation de l'énergie				
Créances	154	57	—	211
Dettes	(5)	(69)	—	(74)
Gestion des risques				
Dettes	—	(7)	—	(7)
Actifs détenus en vue de la vente				
Autres actifs	—	183	—	183
	149	164	—	313

Au quatrième trimestre de 2014, 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 se prémunir contre l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres d'emprunt. Des émissions de titres d'emprunt à taux fixe totalisant 100 M\$ avaient été réalisées au 31 décembre 2014.

Les autres actifs se rapportent à la participation de la Société dans Pioneer Energy. À la suite de l'entente conclue avec un tiers pour la vente de sa quote-part des actifs de Pioneer Energy, au troisième trimestre de 2014, Suncor a augmenté de 98 M\$ la juste valeur de son investissement dans cette société, compte tenu du prix de vente convenu. La juste valeur s'établit maintenant à 183 M\$.

Au 31 décembre 2014, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 11,5 G\$ (9,6 G\$ au 31 décembre 2013) et sa juste valeur, à 13,5 G\$ (11,2 G\$ au 31 décembre 2013). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

Au cours du quatrième trimestre de 2014, Suncor a émis pour 750 M\$ de billets à moyen terme non garantis de premier rang à 3,10 % venant à échéance le 26 novembre 2021 et pour 750 M\$ US de billets non garantis de premier rang à 3,6 % venant à échéance le 1^{er} décembre 2024.

12. ACQUISITION

Le 17 juillet 2014, la Société a réalisé un regroupement d'entreprises visant une installation de récupération du soufre dans son secteur Raffinage et commercialisation.

La répartition du coût d'achat se fonde sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris. Il est probable que ces estimations soient révisées lorsque la transaction sera finalisée.

La contrepartie globale versée dans le cadre du regroupement d'entreprises a été répartie comme suit :

(en millions de dollars)

Total du prix d'achat	121
Répartition préliminaire du prix d'achat :	
Immobilisations corporelles	161
Fonds de roulement net	(1)
Passifs d'impôt différé	(39)
Actifs nets acquis	121

L'ensemble des coûts d'acquisition et de transaction se rapportant à cette acquisition d'actifs a été passé en charge.

13. PROJET D'USINE DE VALORISATION VOYAGEUR

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

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

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

(en millions de dollars)

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

La juste valeur attribuée aux immobilisations corporelles acquises a été déterminée selon l'approche fondée sur les flux de trésorerie futurs prévus des actifs qui devraient être conservés, selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 10 %. Quant aux actifs qui devraient être vendus, leur juste valeur a été déterminée selon les meilleures estimations de la direction du montant recouvrable.

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

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

14. VENTE D'ACTIFS LIÉS AU GAZ NATUREL

Au troisième trimestre de 2014, la Société a vendu ses actifs de la région de Wilson Creek dans le centre de l'Alberta pour 168,5 M\$, compte non tenu des ajustements et autres coûts associés à la clôture de l'opération. Le contrat a pris effet le 1^{er} juillet 2014 et la clôture de l'opération a eu lieu le 30 septembre 2014. La vente de ces actifs a entraîné un profit après impôt de 61 M\$ pour le secteur Exploration et production.

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

15. CESSION DE PIONEER

Au troisième trimestre de 2014, la Société a annoncé qu'elle a 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 premier semestre de 2015, sous réserve de la satisfaction des conditions de clôture, notamment l'obtention des approbations réglementaires aux termes 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.

16. PROVISIONS

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2014, une augmentation nette de 571 M\$ des provisions a été enregistrée. Cette augmentation s'explique principalement par une hausse de 863 M\$ de la provision pour démantèlement et remise en état, laquelle découle essentiellement de perturbations supplémentaires et de révisions à la hausse des estimations, facteurs contrebalancés en partie par un règlement de 171 M\$ auprès du gouvernement de l'Alberta concernant plusieurs questions non résolues liées aux ententes de modification des redevances.

17. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2014, une perte actuarielle nette après impôt de 144 M\$ a été comptabilisée d'après la réévaluation actuarielle la plus récente des régimes de prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite de la Société. Une augmentation correspondante a été comptabilisée dans les autres passifs non courants.

18. ENGAGEMENTS

Au cours de la période de douze mois close le 31 décembre 2014, la Société a pris de nouveaux engagements, dont la valeur totalise environ 1,4 G\$, en appui à sa stratégie d'accès aux marchés, à ses activités liées à l'accroissement de sa capacité de stockage et de son réseau logistique et à ses activités de forage de prospection.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	Trimestres clos les				31 déc. 2013	Périodes de 12 mois closes les	
	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014		31 déc. 2014	31 déc. 2013
Sables pétrolifères							
Production totale (kb/j)	419,3	441,1	403,1	424,4	446,5	421,9	392,5
Secteur Sables pétrolifères							
Volumes de production (kb/j)							
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	276,3	292,5	276,2	312,2	301,5	289,1	282,6
Bitume non valorisé	107,9	119,2	102,6	77,1	108,1	101,8	77,9
Production du secteur Sables pétrolifères	384,2	411,7	378,8	389,3	409,6	390,9	360,5
Production de bitume (kb/j)							
Production minière	254,1	296,9	256,1	290,6	317,4	274,4	269,8
Activités <i>in situ</i> – Firebag	182,2	170,9	172,4	164,1	154,1	172,0	143,4
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	28,7	28,2	27,4	23,0	28,3	27,0	28,5
Total de la production de bitume	465,0	496,0	455,9	477,7	499,8	473,4	441,7
Ventes (kb/j)							
Brut léger peu sulfureux	75,5	93,1	107,7	123,0	103,2	99,7	91,5
Diesel	31,2	34,7	25,1	31,7	27,5	30,7	23,5
Brut léger sulfureux	152,7	175,3	139,9	167,8	166,1	158,9	166,0
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	259,4	303,1	272,7	322,5	296,8	289,3	281,0
Bitume non valorisé	110,2	116,9	107,4	70,3	115,0	101,4	76,0
Total des ventes	369,6	420,0	380,1	392,8	411,8	390,7	357,0
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)							
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	88,78	109,13	118,36	115,11	97,88	109,02	104,22
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	61,68	81,28	84,41	79,62	59,45	76,66	72,67
Moyenne	69,51	89,38	96,40	93,63	71,64	87,46	82,83
Charges d'exploitation décaissées²⁾ (\$/b)							
Charges décaissées	31,15	28,10	30,05	30,65	33,90	30,00	34,10
Gaz naturel	3,30	3,00	4,05	4,95	2,95	3,80	2,90
	34,45	31,10	34,10	35,60	36,85	33,80	37,00
Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> seulement²⁾ (\$/b)							
Charges décaissées	8,85	9,45	11,15	11,50	12,05	10,20	11,35
Gaz naturel	5,20	5,80	6,65	8,40	5,45	6,45	5,15
	14,05	15,25	17,80	19,90	17,50	16,65	16,50
Syncrude							
Production (kb/j)	35,1	29,4	24,3	35,1	36,9	31,0	32,0
Prix de vente moyen¹⁾ (\$/b)	81,85	102,21	111,89	105,93	92,26	99,32	99,82
Charges d'exploitation décaissées²⁾ (\$/b)*							
Charges décaissées	42,85	42,20	61,65	44,25	38,20	46,75	41,75
Gaz naturel	1,85	2,20	2,80	2,75	1,45	2,40	1,45
	44,70	44,40	64,45	47,00	39,65	49,15	43,20

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 déc. 2013	Périodes de 12 mois closes les	
	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014		31 déc. 2014	31 déc. 2013
Exploration et production							
Production totale (kbep/j)	138,3	78,2	115,3	120,9	111,6	113,0	169,9
Volumes de production							
Exploration et production – Canada							
<i>Côte Est du Canada</i>							
Terre-Neuve (kb/j)	24,0	11,9	15,2	18,2	5,6	17,3	14,2
Hibernia (kb/j)	20,8	22,3	24,2	25,2	25,8	23,1	27,1
White Rose (kb/j)	13,3	12,6	16,1	16,5	14,9	14,6	14,9
<i>Amérique du Nord (activités terrestres)</i>							
Liquides de gaz naturel et pétrole brut (kb/j)	0,1	0,8	1,1	1,2	1,6	0,8	5,3
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	14	14	21	18	17	17	192
	60,5	49,9	60,1	64,2	50,8	58,6	93,5
Exploration et production – International							
Buzzard (kbep/j)	54,0	24,2	54,3	56,5	59,8	47,1	55,8
Golden Eagle (kbep/j)	2,2	—	—	—	—	0,6	—
Libye (kb/j)	21,6	4,1	0,9	0,2	1,0	6,7	20,6
	77,8	28,3	55,2	56,7	60,8	54,4	76,4
Revenus nets							
Côte Est du Canada (\$/b)							
Prix moyen obtenu	80,42	112,68	122,04	121,53	118,83	108,21	114,25
Redevances	(14,52)	(31,71)	(34,78)	(34,41)	(32,77)	(25,97)	(28,16)
Frais de transport	(1,91)	(2,27)	(1,60)	(1,91)	(2,35)	(1,97)	(1,86)
Charges d'exploitation	(14,66)	(13,74)	(12,28)	(10,14)	(15,90)	(13,11)	(11,21)
Revenus d'exploitation nets	49,33	64,96	73,38	75,07	67,81	67,16	73,02
Buzzard (\$/bep)							
Prix moyen obtenu	84,87	109,67	116,43	114,40	111,43	106,96	109,95
Frais de transport	(2,60)	(3,18)	(2,80)	(2,85)	(2,90)	(2,84)	(2,51)
Charges d'exploitation	(4,47)	(14,74)	(5,73)	(5,77)	(4,94)	(6,42)	(5,94)
Revenus d'exploitation nets	77,80	91,75	107,90	105,78	103,59	97,70	101,50

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 déc. 2013	Périodes de 12 mois closes les	
	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014		31 déc. 2014	31 déc. 2013
Raffinage et commercialisation							
Ventes de produits raffinés (kb/j)	548,2	542,4	515,9	515,3	528,2	531,7	542,9
Pétrole brut traité (kb/j)	440,8	435,7	391,1	442,0	419,0	427,5	431,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	95	94	85	96	91	93	94
Est de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	120,8	122,1	120,9	118,5	120,1	117,0	116,0
Distillats	84,9	81,7	76,4	84,8	81,6	107,2	89,1
Total des ventes de carburants de transport	205,7	203,8	197,3	203,3	201,7	224,2	205,1
Produits pétrochimiques							
Asphalte	13,3	17,8	13,1	10,2	14,9	13,6	16,2
Autres	36,4	32,8	30,6	30,1	19,5	32,5	28,3
Total des ventes de produits raffinés	268,4	265,5	253,0	255,9	248,9	282,4	262,2
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	201,0	199,9	185,5	210,3	182,4	199,2	201,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	91	90	84	95	82	90	91
Ouest de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	126,6	128,3	123,6	112,2	131,3	118,6	131,4
Distillats	126,7	117,3	105,0	122,3	121,7	100,3	120,7
Total des ventes de carburants de transport	253,3	245,6	228,6	234,5	253,0	218,9	252,1
Asphalte	10,6	8,8	9,7	8,7	11,8	10,6	11,8
Autres	15,9	22,5	24,6	16,2	14,5	19,8	16,8
Total des ventes de produits raffinés	279,8	276,9	262,9	259,4	279,3	249,3	280,7
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	239,8	235,8	205,6	231,7	236,6	228,3	229,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)**	100	98	86	97	99	95	96

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 opérationnel, les flux de trésorerie opérationnels, le rendement du capital investi et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Suncor inclut ces mesures financières afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour analyser la performance 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 à part des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

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

Définitions

- 1) Prix de vente moyen – Calculé 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 calculs d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison de la diversité des activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.
- ** En date du 1^{er} janvier 2014, la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton a été revue à la hausse, à 142 kb/j. Les taux d'utilisation servant à la comparaison n'ont pas été recalculés.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

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



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

suncor.com