

## POUR PUBLICATION IMMÉDIATE

### Résultats du quatrième trimestre 2014 de Suncor Énergie

À moins d'indication contraire, toute l'information financière est non auditée, et est présentée en dollars canadiens (\$ CA) et a été établie conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») et plus précisément à la Norme comptable internationale 34, « Information financière intermédiaire » (« IAS 34 »), telle qu'elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, Suncor a adopté de nouvelles normes comptables et des normes comptables révisées, qui sont décrites à la rubrique « Autres éléments » du rapport de gestion contenu dans le Rapport aux actionnaires pour la période close le 31 décembre 2013 (les Résultats du quatrième trimestre). Les chiffres comparatifs se rapportant aux résultats de Suncor pour 2012 ont été retraités conformément aux dispositions transitoires respectives des nouvelles normes et des normes révisées. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait référence dans le présent document (résultat opérationnel, flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, rendement du capital investi (RCI) et charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères) n'ont pas de définition normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Se reporter à la section Mesures financières hors PCGR du présent communiqué. Les références à la production et aux charges opérationnelles décaissées des activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

**Calgary (Alberta), le 3 février 2014** – « En 2013, nous avons réalisé d'importants progrès en ce qui concerne notre stratégie axée sur la croissance rentable à long terme, une plus grande souplesse sur le plan de l'exploitation et l'exécution de notre stratégie d'accès au marché, qui nous a permis de nous distinguer encore davantage par rapport au reste de l'industrie », a déclaré le président et chef de la direction de Suncor, Steve Williams. « Nous y sommes parvenus en vendant des actifs non essentiels, en obtenant l'approbation du projet Fort Hills, en accroissant la production à Firebag, en mettant en service des actifs destinés au bitume chaud dans le secteur Sables pétrolifères et en achevant des installations ferroviaires à notre raffinerie de Montréal. »

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

## Résultats financiers

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

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

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

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

Le RCI (compte non tenu des projets d'envergure en cours) s'est établi à 11,5 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2013, contre 7,2 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012. Une perte de valeur après impôt de 1,487 G\$ liée au projet de l'usine de valorisation Voyageur comptabilisée au quatrième trimestre de 2012, qui avait réduit d'environ 4 % le RCI pour la période de douze mois close le 31 décembre 2012, est le principal facteur ayant fait augmenter le RCI pour la période de douze mois close le 31 décembre 2013.

## Résultats opérationnels

La production totale en amont de Suncor a augmenté, passant de 556 500 bep/j (barils d'équivalent pétrole/jour) au quatrième trimestre de 2012 à 558 100 bep/j en moyenne au quatrième trimestre de 2013. Cette hausse reflète une augmentation de 18 % de la production du secteur Sables pétrolifères,

laquelle a largement contrebalancé la baisse de production découlant de la vente du secteur gaz naturel conventionnel de la Société.

Au quatrième trimestre de 2013, le secteur Sables pétrolifères a continué d'établir des records trimestriels avec des volumes de production moyens de 409 600 b/j, comparativement à 342 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par l'accroissement de la production à Firebag et par l'infrastructure de bitume chaud mise en service au troisième trimestre de 2013 qui a amélioré la capacité de transport du bitume et permis d'accroître davantage la production minière. Les installations de production de Firebag fonctionnaient à plein régime au début du quatrième trimestre de 2013, les taux de production quotidiens atteignant environ 95 % de la capacité. Toutefois, la production a fléchi durant le trimestre en raison d'un arrêt survenu aux installations de gaz naturel d'un tiers et de la diminution de l'approvisionnement en gaz naturel qui en a découlé dans la région de Fort McMurray. Les problèmes d'approvisionnement ont initialement réduit les capacités de production de vapeur à Firebag et de valorisation de Suncor, et la production de vapeur a été réduite durant toute la période de réduction de l'approvisionnement. Ces événements ont entraîné une perte de production d'environ 15 000 b/j au quatrième trimestre de 2013. L'offre de gaz naturel devrait demeurer réduite jusqu'à la fin du premier trimestre de 2014 pendant que l'entreprise tierce termine ses activités d'enquête et de remise en état.

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

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

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

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

Des travaux de maintenance hors station de dix semaines à Terra Nova ont été achevés au cours du quatrième trimestre de 2013. Ils visaient à réparer une chaîne de mouillage, à effectuer des travaux de

maintenance préventifs sur les huit autres chaînes et à réaliser des travaux de maintenance périodiques. La production est revenue à des taux normaux à la mi-décembre.

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

### **Mise à jour concernant notre stratégie**

Conformément à son engagement de procurer d'excellents rendements aux actionnaires, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation de 15 % du dividende trimestriel de la Société, qui passera à 0,23 \$ par action ordinaire à compter du premier trimestre de 2014. Cette augmentation fait suite à celle survenue il y a environ neuf mois lorsque la Société a augmenté son dividende de 54 % en 2013. Suncor a également obtenu l'approbation du conseil d'administration l'autorisant à racheter aux fins d'annulation des actions ordinaires supplémentaires d'une valeur maximale de 1 G\$, sous réserve des approbations réglementaires. Cette augmentation porte le montant total disponible, en date du 27 janvier 2014, à 1,7 G\$, incluant les montants restants en vertu du programme de 1,8 G\$ autorisé antérieurement.

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

### **Investir dans l'intégration et l'accès au marché**

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

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

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

## **Activités du secteur Sables pétrolifères**

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

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

## **Coentreprises de Sables pétrolifères**

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

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

## **Exploration et production**

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

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

L'installation du matériel sous-marin pour ce projet devrait être achevée en 2014. La production de pétrole devrait débuter au quatrième trimestre de 2014. Une décision d'autorisation des dépenses pour l'agrandissement supplémentaire de la partie ouest de White Rose est attendue au deuxième semestre de 2014.

## **Énergie renouvelable**

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

## **Prévisions de la Société**

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

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

Pour de plus amples détails concernant les prévisions de la Société de 2014 révisées, veuillez consulter [suncor.com/guidance-fr](http://suncor.com/guidance-fr).

## **Mises en garde, hypothèses et facteurs de risque**

Les rubriques « Mise à jour concernant notre stratégie » et « Prévisions de la Société » présentées précédemment renferment des informations de nature prospective, incluant la section Mise en garde - renseignements de nature prospective du présent communiqué. Les informations de nature prospective font intervenir un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor, notamment ceux énoncés ci-dessous et dans la section « Énoncés prospectifs » du rapport de gestion contenu dans les Résultats du quatrième trimestre.

## **Mises en garde relatives aux prévisions de la Société**

Les prévisions de Suncor sont fondées sur les hypothèses suivantes relativement aux prix du pétrole : pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing de 93,00 \$ US le baril; Brent, Sullom Voe de 100,00 \$ US le baril; et Western Canadian Select à Hardisty de 70,00 \$ US le baril. En outre, les prévisions sont fondées sur l'hypothèse d'un prix du gaz naturel (AECO - C Spot) de 3,86 \$ CA par gigajoule et un taux de change (\$ US/\$ CA) de 0,92 \$. L'hypothèse du taux de change \$ US/ \$ CA a été revue à la baisse par rapport à la prévision de 0,97 \$ publiée le 20 novembre 2013. Les hypothèses ayant servi à l'établissement des perspectives de production du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour 2014 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui devraient, selon la Société, réduire la maintenance non planifiée en 2014. Les hypothèses ayant servi à

l'établissement des perspectives de production des secteurs Exploration et production – Canada et Exploration et production – International pour 2014 incluent celles ayant trait au rendement des gisements, aux résultats de forage et à la fiabilité des installations. Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les prévisions de Suncor pour 2014 incluent, sans toutefois s'y limiter, les suivants :

- Approvisionnement en bitume. L'approvisionnement en bitume pourrait varier selon les travaux de maintenance non planifiés devant être effectués à l'égard du matériel minier et des usines d'extraction, la qualité du minerai de bitume, le stockage des résidus et le rendement des réservoirs in situ.
- Pipelines de tierces parties. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées par des perturbations du service de pipelines de tiers pouvant entraîner une répartition de la capacité ou la fermeture de pipelines, qui pourraient nuire à la capacité de la Société de commercialiser son pétrole brut.
- Le rendement des installations ou des plateformes de puits nouvellement mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage de nouveaux équipements sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des travaux de maintenance non planifiés.
- Les travaux de maintenance non planifiés. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires - mines, installations de production, usines de valorisation, installations de traitement in situ, raffineries, installations de traitement du gaz naturel, pipelines ou actifs extracôtiers.
- Les travaux de maintenance planifiés. La production prévue, y compris la composition des produits, pourrait être défavorablement atteinte si les travaux de maintenance planifiés étaient touchés par des imprévus. Les intempéries peuvent nuire particulièrement à l'exécution réussie des activités de maintenance et au démarrage de projets liés aux actifs extracôtiers, surtout durant la saison hivernale.
- Le prix des marchandises. Une baisse du prix des marchandises pourrait nous forcer à revoir à la baisse nos prévisions de production ou nos projets de dépenses en immobilisations.
- Les activités menées à l'étranger. Les activités que Suncor exerce à l'étranger ainsi que les actifs utilisés pour les besoins de ces activités sont exposés à des risques d'ordre politique, économique et socio-économique.

## **Mesures financières hors PCGR**

*Le résultat opérationnel et les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères sont définis dans la mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport de gestion contenu dans les Résultats du quatrième trimestre et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du rapport de gestion contenu dans les Résultats du quatrième trimestre. Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles et le RCI sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans la mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport de gestion contenu dans les Résultats du quatrième trimestre.*

*Ces mesures financières hors PCGR ont été incluses parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables avec les mesures similaires présentées par d'autres sociétés et elles ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme des substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.*

## Mise en garde – renseignements de nature prospective

*Le présent communiqué contient certaines informations et énoncés de nature prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs ») au sens attribué à ce terme par les lois canadiennes et américaines applicables régissant les valeurs mobilières. Les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que nous avons formulées à la lumière de notre expérience et de notre perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevance 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 réglementaires et des tiers. En outre, tous les autres énoncés et les autres informations au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses décisions en matière de dépenses et d'investissements prévus et futurs, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats opérationnels et des résultats financiers, 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 », « prévoit », « estimations », « planifie », « prévu », « entend », « croit », « projets », « indique », « pourrait », « se concentre », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « peut » et autres expressions analogues.*

*Les énoncés prospectifs contenus dans le présent communiqué incluent des références à ce qui suit : Les attentes de Suncor en ce qui concerne les volumes de production et le rendement de ses actifs existants, notamment en ce qui a trait à ce qui suit : l'offre de gaz naturel devrait demeurer réduite jusqu'à la fin du premier trimestre de 2014 pendant que l'entreprise tierce termine ses activités d'enquête et de remise en état; la durée et les conséquences prévues des travaux de maintenance planifiés; Les prévisions de Suncor concernant les dépenses en immobilisations et les projets de croissance et ses autres projets, considérant ce qui suit : les prévisions de Suncor concernant les dépenses en immobilisations et les projets de croissance et ses autres projets, considérant ce qui suit : les plans et le budget d'affectation de la Société, ce qui entre autres devrait contribuer à la croissance rentable à long terme de la Société; l'attente de la Société selon laquelle les expéditions de pétrole brut des terres jusqu'à la raffinerie de Montréal et les expéditions de bitume jusqu'au golfe du Mexique pour obtenir des prix mondiaux pour la majeure partie de notre production; les initiatives de désengorgement, lesquelles devraient faire augmenter la production à environ 500 000 b/j d'ici la fin de 2018; le fait que les charges comptabilisées à l'égard du projet de l'usine de valorisation Voyageur tiennent compte de la totalité des coûts liés à l'abandon de ce projet; les expéditions par transport ferroviaire de pétrole brut provenant des terres jusqu'à la raffinerie de Montréal de la Société excéderont 30 000 b/j d'ici la fin du premier trimestre de 2014; le projet de désengorgement mis en œuvre aux installations de MacKay River accroîtra la capacité de production d'environ 20 % d'ici 2015 et portera la capacité totale à 38 000 b/j; l'intention de la Société de poursuivre ses efforts en vue d'obtenir en 2014 l'autorisation des dépenses liées au projet d'expansion MacKay River, dont la capacité prévue est d'environ 20 000 b/j et l'entrée en production est prévue pour 2017; la prévision selon laquelle le projet Fort Hills commencera à produire du pétrole au quatrième trimestre de 2017 et atteindra 90 % de sa capacité de production prévue de 180 000 b/j (capacité nette de 73 000 b/j pour Suncor) dans un délai de 12 mois; l'intention de la Société de continuer de mettre l'accent sur les travaux liés à la conception et aux exigences réglementaires et de fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses liées au projet d'exploitation minière Joslyn dès qu'une date se précisera; les activités de forage commenceront d'ici le début de 2014 au projet Golden Eagle et la production des premiers barils de pétrole aura lieu vers la fin de 2014 ou au début de 2015; l'attente selon laquelle les premiers barils de pétrole issus du projet Hebron seront produits en 2017; la prévision selon laquelle l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia accroîtra l'ensemble de la production tirée des champs Hibernia dès 2015; la prévision selon laquelle l'installation du matériel sous-marin lié au projet d'extension sud de White Rose se fera d'ici 2014 et les premiers barils de pétrole seront produits au quatrième trimestre de 2014; la prévision selon laquelle l'autorisation des dépenses liées à la poursuite de l'expansion de la partie ouest des champs de White Rose sera obtenue au cours du deuxième semestre de 2014; la prévision selon laquelle les projets éoliens Adelaide et Cedar Point augmenteront de 140 MW la puissance brute des projets d'énergie éolienne de Suncor, ce qui représente une augmentation de 55 %, que le projet Adelaide devrait être achevé d'ici la fin de 2014, et que le projet Cedar Point devrait continuer d'évoluer dans le processus réglementaire en 2014.*



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

*Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et opérationnels de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en oeuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, notamment le désaccord actuel de Suncor avec l'Agence du revenu du Canada ayant trait au règlement de certains contrats dérivés, incluant le risque que Suncor ne puisse faire valoir sa position initiale si elle reçoit un avis de nouvelle cotisation et soit en définitive tenue en conséquence de payer plus d'impôt, et les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; les défaillances de l'infrastructure de tierces parties qui pourraient entraîner des perturbations de la production; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite d'attaques de pirates informatiques ou de cyberterroristes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'actifs et de passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers de Suncor, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.*

*La notice annuelle de Suncor sur formulaire 40-F et le rapport annuel aux actionnaires, chacun daté du 1<sup>er</sup> mars 2013, le Résultats du quatrième trimestre et les autres documents qu'elle dépose périodiquement auprès des autorités en valeurs mobilières décrivent les risques, incertitudes et hypothèses importants et les autres facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les résultats réels et de tels facteurs sont incorporés aux présentes par voie de référence. On peut se procurer gratuitement des exemplaires de ces documents en écrivant à Suncor au 150, 6th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3E3, en téléphonant au 1-800-558-9071, en en faisant la demande par courriel à [info@suncor.com](mailto:info@suncor.com) ou en consultant le profil de la Société sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) ou EDGAR au [www.sec.gov](http://www.sec.gov). Sauf dans les cas où les lois applicables sur les valeurs mobilières l'exigent, Suncor se dégage de toute intention ou obligation de mettre à jour ou de réviser publiquement ses renseignements de nature prospective, que ce soit en raison de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres circonstances.*

## **Mise en garde – BEP**

*Certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep) en supposant qu'un baril est l'équivalent de six mille pieds cubes de gaz naturel. Les mesures exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion d'un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz*

*naturel à six mille pieds cubes de gaz naturel repose sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de la valeur à la tête du puits. Étant donné que le ratio de valeur basé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence d'énergie de 6:1, l'utilisation d'un ratio de conversion de 6:1.*

*Suncor Énergie est la plus importante société énergétique du Canada. Les activités de Suncor sont reliées notamment au développement et à la valorisation des sables pétrolifères, à la production pétrolière et gazière classique et extracôtière, au raffinage du pétrole et à la commercialisation des produits sous la marque Petro Canada. Suncor exploite les ressources pétrolières de façon responsable, ainsi qu'un portefeuille croissant de sources d'énergie renouvelable. Les actions ordinaires de Suncor (symbole : SU) sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York.*

– 30 –

Pour plus d'information à propos de Suncor Énergie visitez notre site Web à [suncor.com](http://suncor.com), suivez-nous sur Twitter [@SuncorEnergy](https://twitter.com/SuncorEnergy) ou consultez notre blogue [FSP](#).

Le rapport aux actionnaires pour le quatrième trimestre 2013 de Suncor, les états financiers et les notes (non vérifiés) peuvent être téléchargés à partir de [suncor.com/fr/investor/429.aspx](http://suncor.com/fr/investor/429.aspx). Pour écouter la conférence téléphonique portant sur les résultats du quatrième trimestre de Suncor, veuillez visiter [suncor.com/webdiffusions](http://suncor.com/webdiffusions).

Demandes des médias :

403-296-4000

[media@suncor.com](mailto:media@suncor.com)

Demandes des investisseurs :

800-558-9071

[invest@suncor.com](mailto:invest@suncor.com)