

## POUR PUBLICATION IMMÉDIATE

### Résultats du troisième trimestre 2013 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 » dans le Rapport de gestion daté du 30 octobre 2013. Les chiffres comparatifs se rapportant aux résultats de Suncor pour 2012 ont été révisés 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. Les références au secteur Sables pétrolifères excluent la participation de Suncor dans Syncrude.*

**Calgary (Alberta), le 30 octobre 2013** – « Les résultats de ce trimestre traduisent les progrès considérables que nous avons accomplis dans nos efforts d'optimisation de la rentabilité, a déclaré le président et chef de la direction de Suncor, Steve Williams. Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une production record pour le trimestre à la suite des activités de désengorgement qui ont levé les obstacles à la production de nos sites d'exploitation minière, augmenté notre souplesse opérationnelle et accru, à faible coût, le nombre de barils produits. »

- Résultat opérationnel de 1,426 G\$ (0,95 \$ par action ordinaire), incluant le résultat opérationnel record du secteur Sables pétrolifères et le résultat net de 1,694 G\$ (1,13 \$ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles de 2,528 G\$ (1,69 \$ par action ordinaire).
- Production trimestrielle moyenne record de 396 400 barils par jour (b/j) pour le secteur Sables pétrolifères et diminution des charges opérationnelles décaissées à 32,60 \$ par baril.
- Suncor a conclu la vente d'une part importante de ses activités liées au gaz naturel dans l'Ouest canadien pour un produit 1 G\$, avant les ajustements de clôture et autres frais de de clôture, soit un profit après impôt de 130 M\$.
- Les dépenses relatives au projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills ont été autorisées le 30 octobre 2013. Ce projet devrait fournir à Suncor jusqu'à 73 000 b/j de bitume, et la production de pétrole devrait commencer dès le quatrième trimestre de 2017.

### Résultats financiers

Suncor Énergie Inc. a inscrit un résultat opérationnel de 1,426 G\$ (0,95 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2013, contre 1,292 G\$ (0,84 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2012. Ce résultat opérationnel élevé rend compte du résultat record inscrit par le secteur Sables pétrolifères grâce à une production record, à la grande fiabilité et aux prix favorables du pétrole brut de

l'Ouest canadien. Le modèle intégré a permis à la Société de tirer parti de la récente montée du prix du pétrole brut provenant de l'intérieur des terres par l'intermédiaire de ses activités du secteur Sables pétrolifères, tout en continuant à réaliser des gains additionnels en obtenant le prix de référence sur les marchés mondiaux par l'intermédiaire de ses activités de raffinage et de son vaste réseau logistique.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 2,528 G\$ (1,69 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2013, contre 2,743 G\$ (1,79 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2012. Cette diminution s'explique par une charge d'impôt exigible additionnelle que la Société avait prévue relativement à ses activités au Canada, contrebalancée partiellement par les facteurs qui ont eu une incidence positive sur le résultat opérationnel.

Le résultat net s'est établi à 1,694 G\$ (1,13 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison d'un résultat net de 1,544 G\$ (1,01 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2012, et a subi les répercussions des mêmes facteurs qui ont eu une incidence sur le résultat opérationnel. Le résultat net du troisième trimestre de 2013 rend compte d'un profit après impôt de 130 M\$ tiré de la vente d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées par la Société dans l'Ouest canadien. La vente s'inscrit dans la stratégie de Suncor qui est de se concentrer sur un portefeuille de base constitué d'actifs à rendement élevé. Le résultat net du troisième trimestre de 2013 tient également compte d'un profit de change après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 138 M\$, contre 252 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le RCI (compte non tenu des projets d'envergure en cours) s'est établi à 8,6 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013, contre 12,4 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 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 s'ajoute à la charge après impôt de 127 M\$ comptabilisée au premier trimestre de 2013 en raison de la suspension du projet, a réduit de 4,3 % le RCI pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013.

## **Résultats opérationnels**

La production totale en amont de Suncor a augmenté pour s'établir en moyenne à 595 000 bep/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 535 300 bep/j au troisième trimestre de 2012.

Les volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères ont augmenté de 16 % pour atteindre une moyenne trimestrielle record de 396 400 b/j pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 341 300 b/j pour la période correspondante de 2012. Les facteurs ayant contribué à amener la production à cette étape comprennent notamment l'accroissement continu de la production à Firebag, la réussite de l'exécution de projets de désengorgement, le haut rendement des activités minières et la grande fiabilité des installations de valorisation. Au cours du trimestre, la Société a mis en service ses installations de traitement du bitume chaud, lesquelles comprennent un pipeline isolé servant à acheminer le bitume de Firebag jusqu'au terminal d'Athabasca de Suncor, des installations de refroidissement et de mélange du bitume ainsi qu'une capacité d'importation de diluants de tiers. Cette infrastructure et cette capacité logistique nouvelles ont amélioré la capacité de transport du bitume et levé les obstacles à la production minière.

La production du secteur Sables pétrolifères a diminué en septembre en raison de travaux de maintenance planifiés à la tour de distillation sous vide et aux unités connexes de l'usine de valorisation 2. Ces travaux, qui ont été achevés en octobre, marquent la fin des activités de maintenance planifiées de grande envergure dans le secteur Sables pétrolifères pour l'exercice et préparent le terrain pour un quatrième trimestre florissant.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 371 800 b/j en moyenne au troisième trimestre de 2013, en hausse par rapport à celui de 345 400 b/j enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement des volumes de production, contrebalancé en partie par une accumulation de stocks. Une reconstitution des stocks a suivi les travaux de révision exécutés à l'usine de valorisation 1 au deuxième trimestre de 2013. En outre, la Société a accumulé des stocks en ajoutant une nouvelle infrastructure à son réseau de stockage et de logistique en réponse à la hausse de production.

Par baril, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 32,60 \$ pour le troisième trimestre de 2013, en comparaison de 33,35 \$ pour le troisième trimestre de 2012, ce qui rend compte de la hausse des volumes de production, en partie contrebalancée par la légère augmentation des charges opérationnelles décaissées. Les charges opérationnelles décaissées ont augmenté comparativement au troisième trimestre de l'exercice précédent, en raison des coûts supplémentaires qui ont été engagés par suite de l'intensification des activités, notamment dans le cadre de la quatrième phase de Firebag, de l'accroissement du volume de travaux de maintenance qui ont été effectués à l'égard des installations d'exploitation minière et de la hausse des prix du gaz naturel. Ces facteurs ont été en partie compensés par l'avantage net de l'augmentation des ventes d'électricité.

« Durant le trimestre, nous avons démontré une fiabilité accrue de nos installations, ce qui souligne notre engagement à atteindre l'excellence en matière d'exploitation, s'est réjoui M. Williams. Dans le secteur Sables pétrolifères, l'excellent rendement des usines de valorisation a contribué à l'atteinte d'un record de production mensuelle de 433 000 b/j en août. En aval, nos raffineries ont affiché des taux d'utilisation trimestriels records, ce qui renforce notre position de chef de file du secteur du raffinage en Amérique du Nord. »

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a diminué, passant d'une moyenne de 37 600 b/j au troisième trimestre de 2012 à une moyenne de 27 200 b/j pour le troisième trimestre de 2013, en raison surtout de l'incidence des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard de l'une des trois unités de cokéfaction et de l'unité LC Finer. Les travaux de maintenance ont été achevés au cours du trimestre et les unités ont redémarré à la fin du mois d'août.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée en moyenne à 171 400 bep/j au troisième trimestre de 2013, en comparaison de 156 400 bep/j au troisième trimestre de 2012, principalement en raison de la diminution importante des travaux de maintenance planifiés à l'égard de l'ensemble des actifs de la Côte Est du Canada au cours du trimestre. La production au troisième trimestre de 2013 a subi l'incidence de l'interruption de la production en Libye face à l'agitation politique et aux conflits de travail qui en ont découlé, lesquels ont entraîné l'arrêt des activités des terminaux d'exportation de certains ports de mer en Libye. Suncor n'a pas accru sa production de la Libye depuis mai 2013, mais les activités se sont poursuivies dans les champs tout au long du trimestre. Suncor continue de surveiller la situation de près pendant que le pays poursuit sa difficile transition vers un environnement plus stable.

Les travaux de maintenance planifiés à White Rose et à Buzzard ont été menés à bien au cours du troisième trimestre de 2013. À la fin de septembre, la Société a entrepris des travaux de maintenance hors station d'une durée de 11 semaines à Terra Nova afin de procéder à des travaux de maintenance périodiques, de réparer une chaîne de mouillage endommagée et d'effectuer des travaux de maintenance préventifs portant sur les huit autres chaînes. La production de Terra Nova sera interrompue durant la période de maintenance.

Au troisième trimestre de 2013, le secteur Raffinage et commercialisation a continué d'afficher une grande fiabilité, le taux d'utilisation des raffineries s'étant établi à 98 %. La production totale de pétrole

brut des raffineries a atteint une moyenne trimestrielle record de 448 800 b/j au troisième trimestre de 2013, contre 441 400 b/j au troisième trimestre de 2012.

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

Suncor a continué d'offrir une valeur ajoutée aux actionnaires en versant 299 M\$ en dividendes (0,20 \$ par action ordinaire) et en rachetant des actions d'une valeur de 426 M\$ au troisième trimestre de 2013.

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

Le modèle intégré de Suncor a permis à la Société, grâce à ses activités de raffinage et à son vaste réseau logistique, d'obtenir des prix fondés sur le prix du Brent pour la majeure partie de la production de son secteur Sables pétrolifères. Alors que la production en amont de Suncor ne cesse de s'accroître, l'amélioration de l'intégration des activités et l'accès au marché de la Société sont essentiels à la souplesse opérationnelle et à l'optimisation de la rentabilité.

Suncor poursuit ses activités visant l'obtention de l'accès aux marchés côtiers du Canada et des États-Unis, afin de se positionner pour obtenir des prix comparables aux prix à l'échelle mondiale pour sa production actuelle et les volumes supplémentaires qu'elle prévoit générer au cours des années à venir. La Société prévoit commencer à utiliser la partie sud du pipeline Keystone pour accroître sa capacité d'expédier du pétrole brut lourd jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique d'ici le début de 2014, en vue d'augmenter sa marge de manœuvre au chapitre de la logistique et de la commercialisation. Suncor prévoit respecter les exigences en matière de remplissage des canalisations du pipeline au cours du quatrième trimestre de 2013. Au cours du trimestre, la Société a également pris des engagements fermes prévoyant l'accès à des wagons de train et à des services de distribution en terminal en appui à sa stratégie visant à acheminer le pétrole brut provenant de l'intérieur des terres jusqu'à sa raffinerie de Montréal et aux marchés côtiers. Cette stratégie prévoit aussi des installations de déchargement ferroviaire à Montréal qui devraient pouvoir réceptionner les livraisons de pétrole brut à compter du quatrième trimestre de 2013.

### **Activités du secteur Sables pétrolifères**

Investir dans des activités fiables et durables demeure une priorité. Après la révision planifiée d'une durée de sept semaines de l'usine de valorisation 1 réalisée au cours du deuxième trimestre de 2013, Suncor a réalisé les derniers travaux de maintenance planifiés de l'exercice à la tour de fractionnement sous vide de l'usine de valorisation 2 et à ses unités connexes, lesquels ont été menés à bien en octobre.

Suncor continue de faire progresser des projets qui favoriseront la croissance au moyen d'investissements à faible coût dans l'optimisation d'actifs existants, notamment des projets de désengorgement et d'expansion. La Société a commencé à réaliser les avantages de ces activités par suite de la mise en service des infrastructures destinées au bitume chaud, qui ont permis de lever les obstacles à la production minière au troisième trimestre de 2013. Elle a continué de faire progresser le projet de désengorgement mené aux installations de MacKay River dans le but d'accroître la capacité de production d'environ 20 % au cours des deux prochains exercices, pour une capacité totale de 38 000 b/j. 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. La production de pétrole devrait commencer en 2017.

En outre, la Société a mis en service les deux derniers des quatre réservoirs de stockage d'Hardisty, en Alberta, afin de soutenir l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères.

## **Coentreprises de Sables pétrolifères**

Le 30 octobre 2013, Suncor a annoncé que les copropriétaires du projet ont voté à l'unanimité en faveur de la poursuite du projet d'exploitation des sables pétrolifères Fort Hills. Suncor détient une participation de 40,8 % dans ce projet et en est le promoteur et l'exploitant. Selon les meilleures estimations, les ressources éventuelles du projet sont d'environ 3,3 milliards de barils et la production de pétrole devrait commencer dès le quatrième trimestre de 2017. Le projet devrait atteindre 90 % de sa capacité de production prévue de 180 000 b/j dans un délai de 12 mois.

Le montant total des dépenses en immobilisations dans Fort Hills à la suite de l'autorisation des dépenses est estimée à environ 13,5 G\$ (5,5 G\$ nets revenant à Suncor), et le total des coûts estimatifs liés au projet devrait correspondre à un niveau d'intensité capitalistique d'environ 84 000 \$ par baril de bitume produit.

« Le projet Fort Hills cadre avec l'objectif stratégique de la Société qui consiste à n'investir que dans des projets qui lui procureront une croissance rentable à long terme. La durée de vie de la mine étant de plus de 50 ans, ce projet constituera une source stable de flux de trésorerie à long terme, a souligné M. Williams. Nous nous réjouissons de l'ajout de ce projet à notre portefeuille d'actifs de base et des synergies potentielles que nous pouvons réaliser avec nos actifs en exploitation existants. »

En ce qui concerne le projet d'exploitation minière Joslyn, la Société et les copropriétaires du projet continuent de mettre l'accent sur les travaux liés à la conception technique et aux exigences réglementaires et comptent fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses dès qu'une date se précisera.

## **Exploration et production**

Le 15 avril 2013, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente en vue de vendre une part importante de ses activités liées au gaz naturel dans l'Ouest canadien, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013. La transaction a été conclue le 26 septembre 2013 et a rapporté un produit de 1 G\$, compte non tenu des ajustements de clôture et des autres frais de clôture, ce qui a donné lieu à un profit après impôt de 130 M\$ tiré de la vente. Pour le troisième trimestre de 2013, la production de ces actifs s'est établie à environ 41 000 bep/j, le gaz naturel représentant 90 % de cette production. Le résultat net et les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles associés à ces actifs se sont respectivement établis à environ 17 M\$ et 28 M\$ pour le troisième trimestre de 2013. Cette transaction exclut la majeure partie des biens gaziers non conventionnels de Suncor dans la région de Kobes, en Colombie-Britannique, et de ses biens pétroliers non conventionnels dans la région de Wilson Creek, au centre de l'Alberta.

Le projet Golden Eagle a continué de progresser au cours du trimestre avec l'installation du second treillis et de la plateforme soutenant la tête du puits. Comme les activités de forage devraient démarrer 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 troisième trimestre de 2013, les premiers barils de pétrole étant attendus en 2017. Les travaux liés à la mise en place des installations sous-marines de l'unité du projet d'extension sud d'Hibernia ont débuté et devraient être achevés au cours du quatrième trimestre de 2013. Ce projet devrait permettre d'accroître la production totale d'Hibernia dès 2015. Les travaux d'installation, les travaux d'ingénierie détaillés et les activités d'approvisionnement se sont poursuivis pour le reste du projet d'extension sud de White Rose. La mise en place des installations sous-marines sera réalisée en deux phases qui se dérouleront en 2013 et en 2014. Les premiers barils de pétrole issus de ce projet sont attendus au quatrième trimestre de 2014.

## Rapprochement du résultat opérationnel<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2013	30 septembre 2012	30 septembre 2013	30 septembre 2012
Résultat net présenté	<b>1 694</b>	1 544	<b>3 468</b>	3 314
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	<b>(138)</b>	(252)	<b>262</b>	(237)
Profit découlant de cessions importantes <sup>2)</sup>	<b>(130)</b>	—	<b>(130)</b>	—
Incidence nette de la suspension du projet de l'usine de valorisation Voyageur <sup>3)</sup>	—	—	<b>127</b>	—
Pertes de valeur et sorties <sup>4)</sup>	—	—	—	694
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>5)</sup>	—	—	—	88
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>1 426</b>	1 292	<b>3 727</b>	3 859

- 1) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Représente le profit après impôt découlant de la cession d'une importante partie des activités liées au gaz naturel menées par la Société dans l'Ouest canadien.
- 3) Représente le coût prévu de la suspension du projet, y compris les coûts liés au démantèlement et à la remise en état du site Voyageur et aux annulations de contrats.
- 4) Reflète les pertes de valeur et les sorties d'actifs en Syrie.
- 5) Rend compte de l'élimination de la réduction générale prévue du taux d'imposition des sociétés en Ontario.

## Prévisions de la Société

Suncor a révisé ses prévisions qu'elle avait publiées le 31 juillet 2013. Les principaux changements apportés aux prévisions de production de la Société comprennent ce qui suit :

- Les prévisions pour le secteur International ont été revues à la baisse compte tenu de l'interruption de la production en Libye en raison de l'agitation politique et de conflits de travail.
- Les prévisions pour Syncrude ont été revues à la baisse compte tenu de l'incidence d'interruptions non planifiées à une usine de valorisation et des travaux de maintenance planifiés accrus qui ont été exécutés à l'égard de l'une des unités de cokéfaction et de l'unité LC Finer depuis le début de l'exercice.
- Les prévisions pour le secteur Amérique du Nord (activités terrestres) ont été revues à la baisse compte tenu de la vente d'une importante partie des activités liées au gaz naturel de la Société menées dans l'Ouest canadien, laquelle a été conclue le 26 septembre 2013. La Société prévoit tirer une production d'environ 4 000 bep/j à 5 000 bep/j de ses autres biens du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

	Perspectives pour l'exercice 2013 au 31 juillet 2013	Perspectives pour l'exercice 2013 révisées au 30 octobre 2013	Résultats réels de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013
International (bep/j)	90 000 – 96 000	72 000 – 79 000	81 800
Syncrude (b/j)	34 000 – 38 000	32 000 – 33 000	30 400
Amérique du Nord (activités terrestres) (bep/j)	41 000 – 46 000	36 000 – 38 000	48 400

Les prévisions relatives à la production totale ont été réduites, passant d'une fourchette de 570 000 bep/j à 620 000 bep/j à une fourchette de 545 000 bep/j à 590 000 bep/j par suite des changements décrits précédemment.

Suncor a aussi réduit de 300 M\$ ses prévisions en ce qui concerne les dépenses en immobilisations, pour les faire passer à 6,7 G\$. La révision à la baisse des prévisions pour les dépenses en immobilisations tient compte de ce qui suit :

- Une hiérarchisation des priorités des projets qui a entraîné le report de dépenses et une révision à la baisse des estimations de coûts découlant de l'optimisation de l'étendue des travaux dans le secteur Exploration et production.
- Des réductions de la réserve destinée aux dépenses de croissance discrétionnaires du secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

### Dépenses en immobilisations <sup>1) 2)</sup>

(en millions de dollars)	Perspectives pour l'exercice 2013 au 31 juillet 2013			Perspectives pour l'exercice 2013 révisées au 30 octobre 2013		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	2 860	1 305	<b>4 165</b>	2 845	1 300	<b>4 145</b>
<i>Sables pétrolifères</i>	2 470	535	<b>3 005</b>	2 455	460	<b>2 915</b>
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	390	770	<b>1 160</b>	390	840	<b>1 230</b>
Exploration et production	215	1 405	<b>1 620</b>	165	1 335	<b>1 500</b>
Raffinage et commercialisation	700	150	<b>850</b>	750	165	<b>915</b>
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	95	270	<b>365</b>	95	45	<b>140</b>
	<b>3 870</b>	<b>3 130</b>	<b>7 000</b>	<b>3 855</b>	<b>2 845</b>	<b>6 700</b>

1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte d'intérêts de 350 M\$ à 450 M\$ incorporés au coût de l'actif.

2) Les dépenses en immobilisations de maintien et les dépenses en immobilisations de croissance sont définies à la rubrique « Mises à jour des dépenses en immobilisations » du rapport de gestion.

Certaines hypothèses sous-jacentes aux ventes prévisionnelles ont également été revues. Se reporter au site Web de la Société, à l'adresse [www.suncor.com/guidance-fr](http://www.suncor.com/guidance-fr), pour de plus amples détails sur les prévisions revues de Suncor pour 2013.

## 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.

L'intensité du capital par baril de bitume produit est calculée en divisant les coûts prévus du projet Fort Hills par la capacité de production prévue du projet. Cette mesure financière est incluse parce que la direction l'utilise pour analyser la performance opérationnelle. L'intensité du capital par baril produit n'a pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elle soit comparable à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Les lecteurs sont donc avertis de ne pas s'y fier indûment.

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 73,00 \$ US le baril. En outre, les prévisions sont fondées sur l'hypothèse d'un prix du gaz naturel (AECO - C Spot) de 3,35 \$ CA par gigajoule et un taux de change (\$ US/\$ CA) de 0,96 \$. Les hypothèses ayant servi à l'établissement des perspectives de production du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour 2013 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui devraient réduire la maintenance non planifiée pour le reste de 2013. Les hypothèses ayant servi à l'établissement des perspectives de production du secteur Exploration et production pour 2013 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 2013 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 être contrebalancées par un impact négatif en raison de perturbations des activités liées aux pipelines de tierces parties, pouvant entraîner une répartition de la capacité ou des arrêts de pipelines, ce qui affecterait la capacité de la Société à 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 taux de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux du secteur Sables pétrolifères sont tributaires de la réussite de l'exploitation des unités d'hydrogène et d'hydrotraitement. Les taux de production de bitume sont tributaires de la réussite de l'accroissement de la production à la quatrième phase de Firebag.
- 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. L'exécution réussie de la maintenance et du démarrage des activités des actifs extracôtiers peut être entravée par des conditions météorologiques rigoureuses, particulièrement en hiver.
- 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 d'investissement.
- 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 et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse - Sables pétrolifères » du Rapport de gestion. 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.*

*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 », « croît », « projets », « indique », « pourrait », « se concentre », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « peut » et autres expressions analogues.*

*Les énoncés prospectifs formulés dans le présent communiqué font référence à ce qui suit : la prévision de la Société de travailler en vue de l'obtention en 2014 d'une décision d'autorisation pour le projet d'agrandissement de MacKay River, qui prévoit une capacité nominale d'environ 20 000 b/j et la mise en production en 2017; l'estimation que l'investissement en capital total après sanction de Fort Hills est d'environ 13,5 milliards de dollars (5,5 milliards de dollars nets pour Suncor) et que le coût total du projet Fort Hills est estimé à une intensité du capital d'environ 84 000 dollars par baril de bitume produit; la prévision de Suncor au sujet des volumes de production et du rendement de ses actifs actuels; la durée et l'impact prévus des activités de maintenance planifiées, incluant la prévision de la Société que toutes les activités de maintenance planifiées aux Sables*

*pétrolifères sont terminées pour l'année; la prévision de Suncor au sujet des dépenses en capital, et la croissance d'autres projets, incluant les programmes d'imputation de capital de la Société; les plans de la Société d'augmenter la capacité d'expédition de son pétrole brut lourd dans le golfe du Mexique au moyen de sa capacité dans le pipeline Keystone South, procurant une flexibilité accrue sur le plan de la logistique et de la commercialisation; les plans de la Société de satisfaire aux exigences de contenu de ligne du pipeline Keystone South au quatrième trimestre de 2013; la prévision que les installations de déchargement ferroviaires à Montréal commenceront à prendre livraison de brut au quatrième trimestre de 2013 le projet de désengorgement aux installations de MacKay River devrait accroître la capacité de production d'environ 20 % au cours des deux prochaines années pour une capacité totale de 38 000 b/j; la prévision que le projet Fort Hills sera mis en production dès le quatrième trimestre de 2017, atteindra 90 pour cent de sa capacité de production prévue de 180 000 barils par jour (73 000 b/j nets à Suncor) dans les douze mois, aura durée de vie de la mine, au taux de production planifié actuel, devrait être supérieure à 50 ans (ce qui suppose que toutes les ressources éventuelles estimées sont développées), et que la quote-part de l'investissement en capital de Suncor après la sanction de Fort Hills est estimée à environ 5,5 milliards de dollars; les plans de la Société de continuer à mettre l'accent l'accent sur les travaux liés à la conception technique et aux exigences réglementaires et fournir plus de précisions en ce qui a trait au moment prévu de l'autorisation des dépenses pour le projet d'exploitation minière Joslyn; la conception et la construction de nouvelles plateformes de puits à Firebag et MacKay River devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels au cours des années à venir; les travaux de forage liés au projet Golden Eagle devraient démarrer au début de 2014, et la mise en production es prévue pour la fin de 2014 ou le début de 2015; la mise en place des installations sous-marines de l'unité du projet d'extension sud de Hibernia devrait être terminée au quatrième trimestre de 2013. Le projet devrait permettre d'accroître la production globale de Hibernia dès 2015; la mise en place des installations sous-marines devrait être réalisée en deux phases qui se dérouleront en 2013 et en 2014. La mise en production est prévue pour le quatrième trimestre de 2014; et le projet Hebron devrait être mis en production en 2017.*

*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 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 en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, 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; 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 par suite de telles infractions; 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 gazières, 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.

Le Rapport de gestion et la notice annuelle de Suncor sur formulaire 40-F datée du 1<sup>er</sup> mars 2013, le rapport annuel aux actionnaires 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 – Ressources**

La participation directe liée à l'exploitation de Suncor avant déduction des redevances et sans les droits de redevances de Suncor dans les ressources éventuelles d'environ 3,3 milliards de barils rattachées au projet Fort Hills en Alberta est d'environ 1,35 milliard de barils de bitume. Dans sa notice annuelle 2012 sur formulaire 40-F, Suncor a indiqué que le reclassement des ressources éventuelles, dont la date de prise d'effet est le 31 décembre 2012, du projet Fort Hills dépendrait aussi en grande partie de l'évaluation selon laquelle le développement serait approuvé et débiterait dans un délai raisonnable. Depuis la date de publication de la notice annuelle sur formulaire de Suncor, les copropriétaires respectifs du projet Fort Hills ont sanctionné le projet. Compte tenu de ce qui précède, il se peut que ces ressources, ou une partie de celles-ci, soient reclassées à l'avenir comme des réserves.

Les ressources éventuelles sont les quantités de pétrole estimées, à une date donnée, qui seront éventuellement récupérables à partir de gisements connus à l'aide d'une technologie établie ou d'une technologie en cours de mise au point, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme récupérables par suite d'une ou de plusieurs éventualités. Rien ne garantit que ces ressources puissent être mises en production d'une façon viable sur le plan commercial. Rien ne garantit le moment du développement des ressources. Les estimations des ressources éventuelles sont considérées comme étant la meilleure estimation de la quantité de ressources qui sera effectivement récupérée. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la meilleure estimation. La meilleure estimation des volumes potentiellement récupérables est préparée indépendamment des risques liés à l'atteinte d'une production commerciale. Il existe de nombreuses incertitudes liées à l'estimation des quantités et de la qualité des ressources éventuelles, notamment bon nombre de facteurs indépendants de notre volonté. Les éventualités peuvent comprendre des facteurs comme les questions économiques, juridiques, environnementales, politiques et réglementaires ou l'absence d'infrastructure ou de marchés.

Pour plus d'informations sur les ressources éventuelles, veuillez consulter la notice annuelle 2012 de Suncor sur formulaires 40-F.

### **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](#).

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)