

POUR PUBLICATION IMMÉDIATE

Toute l'information financière, sauf indication contraire, est non audité, présentée en dollars canadiens et a été établie conformément aux mesures financières non définies par les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR »). Certaines mesures financières contenues dans le présent communiqué, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères et le rendement du capital investi (le « RCI »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Il convient de se reporter aux rubriques « Rapprochement du résultat opérationnel » et « Mesures financières hors PCGR » du présent communiqué. Les volumes de production sont présentés sur une base de participation directe, avant redevances, à moins d'indication contraire.

Suncor Énergie annonce ses résultats financiers pour le troisième trimestre de 2012

- Résultat opérationnel de 1,303 G\$ (0,85 \$ par action ordinaire) et résultat net de 1,555 G\$ (1,01 \$ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles record de 2,740 G\$ (1,78 \$ par action ordinaire) malgré la maintenance planifiée des actifs du secteur Sables pétrolifères et les actifs extracôtiers.
- Production moyenne record de 378 900 barils par jour (b/j) pour le secteur Sables pétrolifères. Production moyenne totale de 535 300 barils équivalent pétrole par jour (bep/j).
- Charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères de 33,35 \$ par baril (à l'exclusion de Syncrude).
- Progrès importants à Firebag, marqués surtout par l'atteinte de la capacité prévue des installations de traitement centralisé de la troisième phase et le début prochain de la production pétrolière provenant de la quatrième phase, attendu avant la date prévue et moyennant des coûts moins élevés que prévu.
- Réduction de 850 M\$ des dépenses en immobilisations prévues pour 2012 les ramenant à 6,650 G\$.

Calgary, Alberta (le 31 octobre 2012) – Suncor Énergie Inc. a inscrit un résultat opérationnel de 1,303 G\$ (0,85 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 1,789 G\$ (1,14 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2011. La baisse du résultat opérationnel par rapport au troisième trimestre de 2011 est principalement attribuable à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions, à la diminution des volumes de production tirée des actifs extracôtiers où ont lieu des travaux de maintenance planifiés et à l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation.

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles se sont établis à 2,740 G\$ (1,78 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2012, contre 2,721 G\$ (1,73 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2011.

Le résultat net s'est établi à 1,555 G\$ (1,01 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison d'un résultat net de 1,287 G\$ (0,82 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2011. La hausse du résultat net par rapport au troisième trimestre de 2011 est essentiellement attribuable à l'incidence des fluctuations des taux de change sur la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains, en partie compensée par les mêmes facteurs que ceux qui ont causé la baisse du résultat opérationnel. Le rendement du capital investi (à l'exclusion des projets

d'envergure en cours) a atteint 12,5 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2012, contre 13,4 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2011.

« Nous avons franchi d'importantes étapes sur le plan opérationnel au troisième trimestre. Nous avons obtenu une nouvelle production record pour le secteur Sables pétrolifères, avons ramené les charges opérationnelles décaissées à moins de 35 \$/b et avons atteint la pleine capacité prévue des installations de la troisième phase de Firebag », a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction de Suncor. « Nos équipes du secteur Sables pétrolifères ont une fois de plus obtenu d'excellents résultats malgré une période très intense de maintenance planifiée. »

Les volumes de production tirés du secteur Sables pétrolifères de Suncor (à l'exclusion de la quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude) se sont chiffrés en moyenne à 341 300 b/j au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 326 600 b/j au troisième trimestre de 2011. Cette hausse s'explique essentiellement par l'accroissement de la production du complexe Firebag, en partie contrebalancée par l'incidence des travaux de maintenance planifiés dont la majeure partie était achevée à la fin de septembre.

À Firebag, la production moyenne de bitume a augmenté pour atteindre 113 000 b/j au troisième trimestre de 2012, contre 95 800 b/j au deuxième trimestre de 2012 et 54 800 b/j au troisième trimestre de 2011. Les installations de traitement centralisé de la troisième phase ont atteint leur pleine capacité prévue au cours du troisième trimestre et, à la clôture du trimestre, les taux de production étaient d'environ 120 000 b/j. La troisième phase est entrée en production de pétrole en août 2011 et, grâce à la mise en œuvre de la technologie de puits intercalaire, l'accroissement de la production a dépassé les attentes.

Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) ont diminué pour s'établir à 33,35 \$ par baril au troisième trimestre de 2012, contre 35,75 \$ par baril au troisième trimestre de 2011, ce qui rend compte d'une diminution des charges opérationnelles décaissées et de l'augmentation des volumes de production. L'accroissement de la production du complexe Firebag, la fiabilité accrue des actifs miniers et des installations d'extraction et de valorisation, la diminution des prix du gaz naturel et l'importance que n'a cessé d'accorder la Société à la gestion des coûts ont permis à Suncor de dépasser son objectif consistant à ramener les charges opérationnelles décaissées à moins de 35 \$/b, et ce, plus vite que prévu.

La quote-part de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude représente un volume de production moyen de 37 600 b/j pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 35 900 b/j pour le troisième trimestre de 2011.

La production du secteur Exploration et production s'est chiffrée à 156 400 bep/j au troisième trimestre de 2012, en comparaison de 183 500 bep/j pour le troisième trimestre de 2011. Ce recul est essentiellement attribuable aux travaux de maintenance planifiés pour tous les actifs du secteur Côte Est du Canada et à l'arrêt continu des activités de la Société en Syrie en raison de l'agitation politique et des sanctions internationales, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par la reprise des activités en Libye.

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor a affiché des ventes de produits raffinés totalisant en moyenne 87 500 mètres cubes par jour (m^3/j) pour le troisième trimestre de 2012, en comparaison de 86 700 m^3/j pour le troisième trimestre de 2011. Les raffineries de la Société situées dans l'ouest de l'Amérique du Nord ont fonctionné à plein rendement pour un deuxième trimestre consécutif. La diminution des charges d'alimentation des raffineries terrestres de pétrole brut synthétique de Suncor a contribué au résultat record pour le secteur et a renforcé la valeur du modèle d'affaires intégré de la Société.

« Les résultats record tirés de notre secteur Raffinage et de commercialisation continuent de témoigner de la solidité de notre modèle d'affaires intégré et de l'importance que nous accordons à créer de la valeur pour les investisseurs grâce à une grande fiabilité et à un excellent rendement du point de vue opérationnel », ajoute M. Williams.

Mise à jour concernant notre stratégie et nos activités opérationnelles

Du côté des activités *in situ*, les installations de traitement centralisé de la quatrième phase de Firebag ont été mises en service au troisième trimestre et de la vapeur est actuellement injectée dans les nouveaux puits. Ces installations devraient entrer en production au quatrième trimestre de 2012, soit environ trois mois plus tôt que prévu, et le projet devrait coûter environ 10 % de moins que l'estimation budgétaire actuelle de 2,0 G\$. La production totale du complexe Firebag devrait s'élever à environ 180 000 b/j une fois que les installations de traitement centralisé de la quatrième phase auront atteint leur pleine capacité. Le degré élevé d'intégration des quatre différentes phases de Firebag assure une souplesse opérationnelle permettant d'optimiser la production, la maintenance, la fiabilité et les coûts.

Dans le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères, Suncor a entrepris des examens détaillés de chacun de ses projets de croissance planifiés, en accordant une attention particulière aux coûts et à la qualité en vue de maximiser la valeur à long terme pour les actionnaires. La Société mène ces examens en étroite collaboration avec ses partenaires de coentreprise, et le processus va bon train. De plus, vu l'importance accordée au maintien d'une gestion rigoureuse des capitaux et des coûts, les frais engagés préalablement à l'autorisation des dépenses liées aux projets font l'objet d'un étroit suivi. Si les décisions quant à l'autorisation des dépenses liées à ces projets étaient initialement attendues vers le milieu de 2013, on s'attend à ce que les examens entrepris viennent modifier cet échéancier. La Société n'a toutefois pas encore ciblé de nouvelles dates pour l'arrêt des décisions relatives aux projets, mais elle compte les annoncer dès qu'elles seront connues. Les décisions relatives à ces projets demeurent soumises à l'approbation du conseil d'administration de Suncor et des propriétaires respectifs de chacun des projets.

Les plus récentes prévisions de la Société en ce qui a trait à la quatrième phase de Firebag ainsi que le rythme de ses dépenses liées aux projets du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères sont deux facteurs déterminants qui l'ont amenée à ramener de 7,5 G\$ à 6,650 G\$ le montant prévu de ses dépenses en immobilisations pour 2012.

« Au début de l'exercice, nous nous sommes engagés à faire de la mesure des coûts et de la qualité notre priorité pendant la mise en œuvre de nos projets de croissance », déclare M. Williams. « Nous atteignons cet objectif en optimisant les dépenses en immobilisations et en adoptant une approche rigoureuse en ce qui a trait aux frais engagés avant l'autorisation des dépenses liées aux projets de croissance dont nous sommes l'exploitant. »

Au cours du troisième trimestre, le projet Millennium Naphtha Unit (MNU) a été mis en service et a fonctionné à plein régime afin de permettre les travaux de maintenance planifiés visant les unités de valorisation secondaires de l'usine de valorisation 2. La Société prévoit que le projet MNU augmentera la capacité de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux d'environ 10 %, principalement grâce à la nouvelle unité d'hydrotraitement de naphtha, et de stabiliser les processus de valorisation secondaire en donnant plus de souplesse pendant les travaux de maintenance planifiés ou non planifiés.

Dans le secteur Côte Est du Canada, des activités de maintenance planifiée ont été réalisées sur chaque actif extracôtier, notamment les programmes de maintenance hors station de White Rose et de Terra Nova. Les travaux de maintenance planifiés ont commencé en août à Hibernia et se sont terminés en septembre. Le navire de production, de stockage et de déchargement (« navire PSD ») de White Rose est retourné en mer en juillet et a repris la production en août. Le navire PDS de Terra

nova est retourné en mer en octobre et devrait reprendre la production à la fin novembre, après l'achèvement des travaux sous-marins. Pour le troisième trimestre de 2012, la production du secteur Côte Est du Canada s'est établie en moyenne à 22 700 b/j et a subi les répercussions d'un accroissement de la production plus lent que prévu par suite des travaux de maintenance planifiés.

Du côté du secteur International, la production de Buzzard est demeurée fiable même avant les travaux de maintenance planifiée en septembre et en octobre. Tous les travaux de maintenance planifiés majeurs ont été achevés en octobre et l'exploitant travaille actuellement en vue de reprendre la production. La production de Buzzard s'est chiffrée en moyenne à 41 900 bep/j au troisième trimestre de 2012. En Libye, Suncor travaille actuellement en vue de reprendre des forages d'exploration au premier trimestre de 2013. La production libyenne s'est établie en moyenne à 39 800 b/j au troisième trimestre de 2012.

Suncor a continué à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires sous forme de dividendes et de rachats d'actions. La Société a mené à bien son programme initial de rachat d'actions ordinaires de 1,5 G\$ au cours du trimestre, et, en septembre, elle a annoncé un nouveau programme lui permettant de procéder à des rachats d'actions d'au plus 1 G\$. Au 26 octobre 2012, la Société avait redistribué, depuis le début de 2012, 1,725 G\$ aux actionnaires dans le cadre de rachats d'actions d'une valeur de 1,164 G\$ et de versements de dividendes de 561 M\$. La Société a augmenté son dividende trimestriel de 18 %, le faisant passer de 0,11 \$ à 0,13 \$ par action au premier trimestre de 2012.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé les prévisions qu'elle avait publiées le 24 juillet 2012. Les principaux changements apportés aux prévisions de production de la Société comprennent ce qui suit :

- un rétrécissement de la fourchette dans les prévisions de production du secteur Sables pétrolifères, qui reflète essentiellement le rendement des neuf premiers mois de 2012. La révision à la baisse des prévisions de production pour le secteur Côte Est du Canada reflète un accroissement de la production plus lent que prévu par suite des travaux de maintenance planifiés ainsi que la production des neuf premiers mois de 2012. L'augmentation de la production prévue pour le secteur International reflète la stabilité accrue des activités sur le terrain en Libye;
- un rétrécissement des fourchettes des prix obtenus pour l'ensemble des ventes de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères, principalement attribuable aux résultats des neuf premiers mois de 2012;
- l'amélioration des prévisions concernant les charges opérationnelles décaissées par baril pour le secteur Sables pétrolifères découle principalement des facteurs qui ont entraîné la baisse des charges opérationnelles décaissées au cours des neuf premiers mois de 2012 et dont l'incidence devrait continuer de se faire sentir au quatrième trimestre de 2012.

	Prévisions pour l'exercice complet établies au 24 juillet 2012	Prévisions pour l'exercice complet modifiées au 31 octobre 2012	Résultats réels pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012
Production totale de Suncor (bep/j)	540 000 – 580 000	540 000 – 580 000	535 300
Sables pétrolifères⁽¹⁾			
Production (b/j)	325 000 – 345 000	325 000 – 340 000	318 800
Prix obtenus pour l'ensemble des ventes de pétrole brut	WTI à Cushing moins 13,00 \$ CA à 18,00 \$ CA le baril	WTI à Cushing moins 13,00 \$ CA à 16,00 \$ CA le baril	WTI à Cushing moins 12,81 \$ CA le baril
Charges opérationnelles décaissées ⁽²⁾	37,00 \$ à 40,00 \$ par baril	35,50 \$ à 37,50 \$ par baril	36,70 \$ par baril
Syncrude			
Production (b/j)	36 000 – 38 000	35 000 – 36 000	33 900
Côte Est du Canada			
Production (b/j)	50 000 – 55 000	45 000 – 50 000	45 800
International			
Production (bep/j)	77 000 – 85 000	85 000 – 90 000	92 800
Raffinage et commercialisation			
Ventes de produits raffinés (m ³ /j)	79 000 – 87 000	82 000 – 87 000	85 000
Essence	47 %	47 %	47 %
Distillat	38 %	36 %	35 %
Autres	15 %	17 %	18 %

- (1) Compte non tenu de la quote-part de Suncor au titre de la production et des charges opérationnelles de la coentreprise Syncrude.
- (2) Les charges opérationnelles décaissées sont basées sur les hypothèses suivantes : (i) les volumes de production et la composition des ventes tel qu'indiqué dans les prévisions pour l'exercice complet modifiées de Suncor datées du 31 octobre 2012, et (ii) un prix moyen du gaz naturel de 2,40 \$ par gigajoule à AECO. Les charges opérationnelles décaissées par baril constituent une mesure financière hors PCGR. Pour obtenir d'autres informations au sujet des charges opérationnelles décaissées par baril, consulter la partie « Rapprochement des charges opérationnelles décaissées – Sables pétrolifères dans la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du rapport de gestion daté du 31 octobre 2012 (le « rapport de gestion ») et la rubrique « Mesures financières hors PCGR du présent communiqué.

Suncor a aussi réduit ses prévisions de dépenses en immobilisations d'un montant de 850 M\$. Cette révision à la baisse des dépenses en immobilisations prévues découle de ce qui suit :

- la gestion rigoureuse des capitaux et l'optimisation de l'étendue des travaux pour les projets de croissance du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères avant la prise des décisions concernant l'approbation des dépenses liées à ces projets;
- le report des dépenses de maintien liées aux projets de base de Syncrude dont Suncor n'est pas l'exploitant et des dépenses liées aux projets de croissance dont Suncor n'est pas l'exploitant et qui en sont à un stade peu avancé de développement, notamment Hebron et Golden Eagle;

- la décision de la direction d'utiliser une moins grande part de l'enveloppe budgétaire discrétionnaire et de fixer des cibles plus audacieuses en ce qui a trait aux rendements économiques dégagés par les plus petits projets de croissance et projets de base du secteur Sables pétrolifères.
- la gestion des coûts durant la mise en œuvre des projets, y compris la quatrième phase de Firebag.

Suncor a augmenté d'environ 400 M\$ le montant prévu des dépenses en immobilisations de croissance du secteur Sables pétrolifères – Activités de base afin de tenir compte du pipeline Wood Buffalo d'Enbridge. La Société avait initialement prévu inclure l'engagement au titre de ce pipeline dans son programme d'investissement de 2013, mais le début des travaux a été devancé à 2012 pour tenir compte de l'important accroissement de la production provenant du complexe Firebag.

Dépenses en immobilisations^{(1),(2)} (en millions de dollars)	Prévisions pour l'exercice complet établies au 24 juillet 2012			Prévisions pour l'exercice complet modifiées au 31 octobre 2012		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères	2 885	2 200	5 085	2 405	2 205	4 610
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	1 555	225	1 780	1 385	670	2 055
<i>In Situ</i>	860	970	1 830	650	905	1 555
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	470	1 005	1 475	370	630	1 000
Exploration et production	255	1 145	1 400	200	1 050	1 250
Raffinage et commercialisation	590	10	600	640	10	650
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	140	275	415	115	25	140
	3 870	3 630	7 500	3 360	3 290	6 650

- (1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte d'intérêts de 530 M\$ à 570 M\$ incorporés au coût de l'actif.
- (2) Pour obtenir une définition des dépenses de croissance et de maintien, se reporter à la rubrique « Mise à jour des dépenses en immobilisations » du rapport de gestion. Les dépenses de maintien se rapportant au secteur Sables pétrolifères – Activités de base comprennent un montant de 512 M\$ lié à la gestion des résidus et à d'autres actifs relatifs à la remise en état. Les dépenses de croissance se rapportant au secteur Sables pétrolifères – Activités de base comprennent un engagement à long terme de 400 M\$ concernant le pipeline de Wood Buffalo. Les dépenses de maintien du secteur Exploration et production comprennent un montant de 150 M\$ lié à des travaux de maintenance hors station planifiés.

Des hypothèses prévisionnelles et d'autres informations ont aussi été modifiées. Pour plus de détails concernant les prévisions révisées de Suncor pour 2012, se reporter au site Web de la Société, à www.suncor.com/quidance-fr.

Rapprochement du résultat opérationnel⁽¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2012	30 septembre 2011	30 septembre 2012	30 septembre 2011
Résultat net déjà présenté	1 555	1 287	3 345	2 877
(Profit) perte de change latent sur la dette à long terme libellée en dollars américains	(252)	533	(237)	317
Pertes de valeur ⁽²⁾	—	—	694	514
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ⁽³⁾	—	—	88	442
(Profit) perte à la cession d'actifs importants ⁽⁴⁾	—	(31)	—	97
Résultat opérationnel	1 303	1 789	3 890	4 247

- (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 « Mesures financières hors PCGR » du communiqué.
- (2) L'ajustement pour 2012 reflète la dépréciation d'actifs en Syrie. L'ajustement pour 2011 reflète la dépréciation d'actifs en Libye.
- (3) L'ajustement pour 2012 rend compte de l'élimination de la réduction prévue du taux général d'imposition des sociétés en Ontario. L'ajustement de 2011 rend compte de l'augmentation du taux d'imposition britannique des profits tirés d'activités pétrolières et gazières en mer du Nord.
- (4) Pour le troisième trimestre de 2011, les ajustements reflètent la cession d'actifs non essentiels dans le secteur Exploration et production. Pour les neuf premiers mois de 2011, les ajustements comprennent aussi la cession partielle des participations dans le projet d'usine de valorisation Voyageur et dans le projet d'exploitation minière Fort Hills.

Mises en garde, hypothèses et facteurs de risque

Les rubriques « Mise à jour concernant notre stratégie et nos activités opérationnelles » et « Prévisions de la Société » présentées précédemment renferment des renseignements de nature prospective qui font intervenir plusieurs risques et incertitudes, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor, notamment ceux énoncés ci-après. Voir également la rubrique « Mise en garde – renseignements de nature prospective » du présent communiqué pour des informations complémentaires sur les autres risques et hypothèses sous-jacents aux présents renseignements de nature prospective.

Les hypothèses posées pour établir les perspectives du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour l'exercice 2012 complet se rapportent notamment aux projets visant à améliorer la fiabilité et à accroître l'efficacité des activités, qui devraient nous permettre de réduire au minimum les travaux de maintenance non planifiés d'ici la fin de 2012. Les hypothèses concernant les secteurs Côte Est du Canada et International pour les perspectives pour l'exercice 2012 complet comprennent le rendement du gisement, les résultats des forages, la fiabilité des installations et l'exécution sans heurt des travaux de maintenance planifiés. Les facteurs susceptibles d'influer sur les prévisions de Suncor pour l'exercice 2012 complet comprennent les suivants, sans en exclure d'autres :

- L'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, le stockage des résidus et le rendement des réservoirs *in situ*.

- Accessibilité de l'infrastructure. Un certain nombre de nouveaux projets d'infrastructure d'entreposage et de distribution sont en cours en vue de soutenir la croissance des activités du secteur Sables pétrolifères. Le moment de l'achèvement et de l'intégration de ces projets aux activités existantes pourrait influencer sur le rythme de l'accroissement de la production à Firebag.
- Le rendement des installations 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 du projet MNU.
- Les travaux de maintenance non planifiés. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires – mines, installations d'extraction, usines de valorisation, raffineries, pipelines ou plateformes extracôtières.
- Les travaux de maintenance planifiés. La production prévue, y compris les taux de pétrole brut synthétique, pourrait ne pas être atteinte si les travaux de maintenance planifiés sont touchés par des imprévus ou ne sont pas exécutés avec efficacité.
- 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 plusieurs risques d'ordre politique, économique et socioéconomique.

Mesures financières hors PCGR

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, 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, laquelle est incluse, dans la Partie 1 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et s'inscrit dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

Certaines mesures financières contenues dans le présent communiqué, à savoir le résultat opérationnel, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères et le rendement du capital investi (le « RCI »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères sont définies dans la mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport de gestion de Suncor (le « rapport de gestion ») et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » 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 hors PCGR dans la mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport de gestion.

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. Ces mesures financières hors PCGR ont été incluses parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité 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 renferme des énoncés prospectifs et d'autres informations qui reposent 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. Tous les 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, 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 à », « prévisions », « planifie », « perspectives », « continue », « cible », « pourrait », « potentiellement » et autres expressions analogues.

Les énoncés prospectifs formulés dans le présent communiqué font référence aux prévisions et aux plans suivants : la production aux puits de la quatrième phase de Firebag démarrera à la fin du quatrième trimestre de 2012; le coût de la quatrième phase de Firebag sera inférieur d'environ 10 % aux prévisions budgétaires actuelles de 2,0 G\$; la capacité de production totale du complexe Firebag s'élèvera à environ 180 000 b/j; les décisions d'approbation des dépenses seront prises en fonction de l'examen détaillé de Suncor relativement au projet de l'usine de valorisation Voyageur et aux projets d'exploitation minière de Fort Hills et de Joslyn North et influenceront sur le moment où seront prises ces décisions; l'unité MNU permettra d'accroître la capacité de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux de la Société d'environ 10 %, principalement grâce à la nouvelle unité d'hydrotraitement de naphta, et de stabiliser la capacité de valorisation secondaire en offrant une plus grande souplesse opérationnelle pendant les travaux de maintenance planifiés et non planifiés; et la production du NPSD Terra Nova démarrera à la fin novembre après l'achèvement de travaux sous-marins.

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 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. 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^{er} mars 2012, 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 3Y7, en téléphonant au 1-800-558-9071, en faisant la demande par courriel à info@suncor.com ou en consultant le profil de la Société sur SEDAR au www.sedar.com ou EDGAR au 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.

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 peut être trompeuse comme indication de la valeur.

Suncor Énergie est la plus importante société énergétique intégrée 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 www.suncor.com ou suivez-nous sur Twitter [@SuncorEnergy](https://twitter.com/SuncorEnergy).

Le rapport complet du troisième trimestre de 2012 de Suncor à l'intention des actionnaires ainsi que les états financiers et les notes (non vérifiés) peuvent être obtenus en visitant le www.suncor.com/rapportsfinanciers ou www.sedar.com ou en téléphonant au 1-800-558-9071, sans frais en Amérique du Nord.

Pour écouter la conférence téléphonique portant sur les résultats du troisième trimestre de Suncor, visitez le www.suncor.com/webcasts.

Demandes des investisseurs
800-558-9071
invest@suncor.com

Demandes des médias :
403-296-4000
media@suncor.com