

POUR PUBLICATION IMMÉDIATE**Suncor Énergie annonce ses résultats financiers pour 2009 et ses objectifs opérationnels pour 2010**

Les informations financières ne sont pas vérifiées et elles sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certaines mesures financières citées dans ce document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Pour une description de ces mesures, voir Mesures financières non définies par les PCGR à la page 11 de notre rapport aux actionnaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. Ce document fait référence à des barils équivalent pétrole (bep). Le ratio de conversion utilisé pour cette unité de mesure, qui suppose que six mille pieds cubes de gaz naturel équivalent à un baril de pétrole brut, s'appuie sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Par conséquent, l'unité de mesure du bep peut prêter à confusion, surtout si on l'utilise hors contexte.

Le 1^{er} août 2009, Suncor Énergie Inc. a conclu sa fusion avec Petro-Canada. Les montants pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion à compter du 1^{er} août 2009 et les résultats de l'ancienne société Suncor seulement du 1^{er} janvier au 31 juillet 2009. Les chiffres comparables reflètent les résultats de 2008 de l'ancienne société Suncor. Pour plus de renseignements sur la transaction de fusion, se reporter à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés au 31 décembre 2009.

Calgary (Alberta), le 2 février 2010 – Suncor Énergie Inc. a annoncé aujourd'hui un bénéfice net de 457 millions \$ (0,29 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2009, contre une perte nette de 215 millions \$ (0,24 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2008. Le bénéfice d'exploitation du quatrième trimestre de 2009 s'est élevé à 323 millions \$ (0,21 \$ par action ordinaire), comparativement à 14 millions \$ (0,02 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2008. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 1,129 milliard \$ au quatrième trimestre de 2009, contre 231 millions \$ au quatrième trimestre de 2008.

La hausse du bénéfice d'exploitation et des flux de trésorerie liés à l'exploitation au quatrième trimestre de 2009 est principalement attribuable à l'augmentation de la production d'amont et des volumes de vente de produits raffinés par suite de la fusion avec Petro-Canada, aux prix réalisés accrus ayant reflété les prix du pétrole brut de référence plus élevés au quatrième trimestre de 2009 comparativement à la période correspondante de 2008, toutefois ces réalisations ont été contrebalancées en partie par des pertes réalisées d'environ 185 millions \$ après impôts sur les contrats dérivés utilisés aux fins de gestion des risques, et à la production accrue des installations de sables pétrolifères qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor en raison d'une fiabilité opérationnelle améliorée. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des charges d'exploitation plus élevées, en raison de la fusion avec Petro-Canada et de la production accrue des installations de sables pétrolifères qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor, ainsi que par des paiements de redevances plus élevés attribuables aux prix accrus du pétrole brut de référence, et à un incendie survenu à l'une de nos usines de valorisation en décembre 2009 qui a eu une incidence sur l'ensemble de la production au quatrième trimestre de 2009 d'environ 30 000 barils par jour.

« Nous étions confrontés au début de l'exercice à l'un des pires replis de l'économie mondiale depuis les cent dernières années mais, aujourd'hui, Suncor est une société plus grande, plus forte et financièrement plus flexible, car nous continuons de réaliser certaines synergies importantes à la suite

de la fusion avec Petro-Canada, a déclaré Rick George, président et chef de la direction. L'année 2009 a été marquée par une amélioration de la fiabilité et de la rentabilité de la production dans l'ensemble de nos installations et nous comptons bien poursuivre dans cette voie en 2010. »

La production d'amont totale de Suncor durant le quatrième trimestre de 2009 s'est chiffrée en moyenne à 638 200 barils équivalent pétrole (bep) par jour, incluant une production additionnelle de 325 600 bep par jour résultant de la fusion. La production d'amont provenant des installations de sables pétrolifères et de gaz naturel qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor s'est chiffrée en moyenne à 312 600 bep par jour durant le quatrième trimestre de 2009, comparativement à 279 400 bep par jour au quatrième trimestre de 2008.

La production du secteur Sables pétrolifères (en excluant la quote-part proportionnelle dans la coentreprise Syncrude) a représenté en moyenne 278 900 barils par jour durant le quatrième trimestre de 2009, contre 243 800 barils par jour au quatrième trimestre de 2008. La production moyenne a augmenté comparativement au quatrième trimestre de 2008 par suite d'une fiabilité opérationnelle améliorée durant le trimestre. Toutefois, les volumes de production ont été touchés négativement par des activités de maintenance non planifiées à la suite de l'incendie qui est survenu en décembre 2009.

Les coûts d'exploitation au comptant liés aux activités de notre secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude) ont été en moyenne de 38,70 \$ par baril au quatrième trimestre de 2009, contre 41,30 \$ par baril durant le quatrième trimestre de 2008. La diminution des coûts d'exploitation au comptant par baril a été principalement attribuable à la production accrue et à la diminution des prix du gaz naturel utilisé comme intrant. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'augmentation des charges opérationnelles par suite de l'inclusion des coûts d'exploitation des installations de MacKay River au quatrième trimestre de 2009. La fusion avec Petro-Canada n'a pas entraîné d'augmentation des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude), car la production déclarée de MacKay River avait été incluse dans la production de Suncor pour la période du 1^{er} janvier au 31 juillet 2009 en tant que volumes traités par Suncor aux termes d'un accord de frais de traitement. La production à MacKay River a atteint en moyenne 31 700 barils par jour au quatrième trimestre de 2009.

La quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude a représenté en moyenne une production de 39 300 barils par jour de pétrole brut synthétique peu sulfureux durant le quatrième trimestre de 2009.

La production tirée des activités d'exploitation de gaz naturel de Suncor au quatrième trimestre de 2009 a représenté en moyenne 764 millions de pieds cubes (Mpi³) équivalent gaz par jour. La production tirée des activités d'exploitation de gaz naturel qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor s'est élevée en moyenne à 202 Mpi³ équivalent gaz par jour au quatrième trimestre de 2009, contre 213 Mpi³ équivalent gaz par jour au quatrième trimestre de 2008. Cette diminution de la production est due principalement à l'arrêt de production provisoire dans la région d'Elmworth et à la vente de certains actifs non essentiels au deuxième trimestre de 2009.

Durant le quatrième trimestre de 2009, la production du secteur Côte Est du Canada a représenté en moyenne 63 600 barils par jour, tandis que la production du secteur International (qui comprend nos actifs en mer du Nord et nos autres actifs à l'étranger) a représenté en moyenne 129 000 barils par jour. La production tant dans le secteur Côte Est du Canada que dans le secteur International a été inférieure à la capacité, principalement en raison d'activités de maintenance planifiées et non planifiées, ainsi que de contraintes liées à des quotas de l'OPEP imposés en Libye.

Le bénéfice du segment Raffinage et commercialisation au quatrième trimestre a reflété la fusion avec Petro-Canada et l'incidence des marges au détail élevées. Les ventes de produits pétroliers raffinés au quatrième trimestre ont été en moyenne de 82,9 millions de litres par jour, incluant 52,7 millions de

litres par jour résultant de la fusion. Les ventes totales de produits pétroliers raffinés liées aux activités de raffinage et de commercialisation qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor se sont chiffrées en moyenne à 30,2 millions de litres par jour au quatrième trimestre de 2009, contre 31,5 millions de litres par jour durant la même période en 2008.

Aperçu de 2009

Lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire de la Société tenue en juin 2009, les actionnaires de Suncor ont approuvé une fusion avec Petro-Canada. La fusion s'est par la suite conclue en date du 1^{er} août 2009 et Suncor est devenue la plus importante société énergétique du Canada et la cinquième société énergétique en Amérique du Nord selon la capitalisation boursière.

Le bénéfice net pour 2009 a été de 1,146 milliard \$ (0,96 \$ par action ordinaire), contre 2,137 milliards \$ (2,29 \$ par action ordinaire) en 2008. Le bénéfice d'exploitation en 2009 s'est élevé à 1,206 milliard \$ (1,01 \$ par action ordinaire), comparativement à 2,534 milliards \$ (2,72 \$ par action ordinaire) en 2008. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 2,799 milliards \$ en 2009, contre 4,057 milliards \$ en 2008.

La diminution du bénéfice d'exploitation et des flux de trésorerie liés à l'exploitation en 2009 s'explique principalement par les prix réalisés plus faibles, qui ont reflété les prix moyens des marchandises de référence considérablement plus faibles en 2009 comparativement à 2008, en plus des pertes réalisées d'environ 315 millions \$ après impôts sur les contrats utilisés aux fins de gestion des risques alors que les prix convenus ont été inférieurs aux prix de référence pendant la plus grande partie de l'année. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'augmentation de la production d'amont et des volumes de vente de produits raffinés par suite de la fusion avec Petro-Canada et la performance opérationnelle améliorée des installations de sables pétrolifères qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor.

Après la conclusion de la fusion avec Petro-Canada, la production d'amont totale de Suncor durant les cinq derniers mois de 2009 s'est chiffrée en moyenne à 635 200 bep par jour, incluant une production additionnelle de 311 100 bep par jour résultant de la fusion.

La production du secteur Sables pétrolifères (en excluant la quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude) a représenté en moyenne 290 600 barils par jour en 2009, comparativement à une production de 228 000 barils par jour en 2008. La production accrue a été surtout attribuable à la fiabilité opérationnelle améliorée en 2009, contrebalancée en partie par des activités de maintenance non planifiées à la suite de l'incendie survenu à l'usine de valorisation en décembre 2009. La production en 2008 a été touchée négativement par des arrêts planifiés et non planifiés pour des besoins de maintenance à nos installations de valorisation et d'extraction, ainsi que par l'imposition d'un plafond réglementaire ayant limité la production de notre installation *in situ* Firebag. Les activités à Syncrude ont rapporté une production moyenne de 38 500 barils par jour de pétrole synthétique peu sulfureux durant les cinq derniers mois de 2009.

Les coûts d'exploitation au comptant du secteur Sables pétrolifères en 2009 (en excluant Syncrude) ont été en moyenne de 33,95 \$ par baril, comparativement à 38,50 \$ par baril au cours de 2008. La diminution des coûts d'exploitation au comptant par baril a été attribuable principalement à la production accrue et à la diminution des prix du gaz naturel utilisé comme intrant. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'augmentation des charges opérationnelles par suite de l'inclusion des coûts d'exploitation des installations de MacKay River depuis la conclusion de la fusion.

La production du secteur Gaz naturel de Suncor après la fusion durant les cinq derniers mois de 2009 a été en moyenne de 767 Mpi³ équivalent gaz par jour. La production attribuable aux installations de

gaz naturel qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor s'est chiffrée à 210 Mpi³ équivalent gaz par jour en 2009, comparativement à 220 Mpi³ par jour en 2008.

La production du secteur Côte Est du Canada a représenté en moyenne 58 000 barils par jour durant les cinq derniers mois de 2009, tandis que la production du secteur International a représenté en moyenne 120 800 barils par jour durant la même période. La production dans ces deux secteurs a été inférieure à la capacité, surtout en raison de maintenance planifiée et non planifiée, du raccordement de l'extension North Amethyst à White Rose et de contraintes liées à des quotas de l'OPEP imposés en Libye.

Le bénéfice du segment Raffinage et commercialisation en 2009 a reflété l'incidence positive de la fusion avec Petro-Canada et de la fiabilité opérationnelle améliorée, contrebalancées en partie par les marges plus faibles sur les huiles légères et la demande moindre de produits pétroliers raffinés. Les ventes de produits pétroliers raffinés durant les cinq derniers mois ont été en moyenne de 84,8 millions de litres par jour. En dépit des contraintes liées à la situation économique courante ayant limité la croissance des ventes en 2009, les ventes totales de produits pétroliers raffinés provenant des activités de raffinage et de commercialisation qui faisaient partie de l'ancienne société Suncor ont atteint en moyenne 32,6 millions de litres par jour en 2009, contre 31,5 millions de litres par jour en 2008, ce qui a reflété une fiabilité accrue des raffineries.

Croissance et état des activités

En novembre 2009, le Conseil d'administration de Suncor a approuvé un programme d'investissement de 5,5 milliards \$ pour 2010. Environ 1,5 milliard \$ sera affecté au financement des projets de croissance, surtout dans le secteur Sables pétrolifères de la Société, tandis que des investissements de 4 milliards \$ sont destinés à soutenir les activités existantes.

La plus grande partie des investissements dans la croissance sera affectée à la troisième phase d'agrandissement de l'installation de sables pétrolifères *in situ* Firebag, qui était achevée à environ 50 % avant d'être reportée au début de 2009. Suncor prévoit maintenant que l'entrée en production de cette phase aura lieu au deuxième trimestre de 2011 et que les volumes augmenteront graduellement par la suite, sur une période d'environ 18 mois, jusqu'à la capacité nominale d'environ 68 000 barils par jour de bitume. Des dépenses seront également affectées à la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, que l'on prévoit mettre en production au quatrième trimestre de 2012. La quatrième phase a également une capacité nominale de 68 000 barils par jour.

« Ce sont là les premières étapes d'un plan stratégique qui vise un accroissement soutenu de notre production tirée des sables pétrolifères et qui nous voit maintenant entrer dans une période de croissance disciplinée mais tout de même importante, a déclaré M. George. Suncor a le luxe de disposer de plus d'occasions de croissance qu'elle ne peut exécuter dans l'immédiat, donc il s'agit essentiellement de prioriser ces occasions et de nous assurer d'aller de l'avant avec le bon projet au bon moment et de la bonne manière. »

Du capital de croissance sera également affecté à l'achèvement d'une unité de naphta à l'une de nos usines de valorisation et à l'agrandissement de l'usine de production d'éthanol St. Clair de Suncor. Les dépenses d'investissement projetées pour la croissance dans le secteur International incluent nos engagements en Libye et nos investissements planifiés dans le projet gazier Ebla en Syrie dont l'entrée en production est prévue au deuxième trimestre de 2010.

Les dépenses en immobilisations et l'échéancier pour les autres projets du portefeuille de croissance de Suncor sont en cours d'évaluation et une autre mise à jour sera fournie au quatrième trimestre de 2010.

La Société continue d'engager des coûts liés à la mise en veilleuse de certains projets de croissance à la suite de révisions apportées au budget de dépenses en immobilisations de 2009 compte tenu des conditions du marché au début de 2009. On entend par coûts de mise en veilleuse les coûts liés au report des projets et au maintien du matériel et des installations dans un état sécuritaire de façon à pouvoir accélérer la reprise subséquente des travaux. Par suite de la mise en veilleuse de certains de ses projets, Suncor a engagé des coûts avant impôts de 382 millions \$ en 2009 et prévoit engager des coûts additionnels de 150 millions \$ à 200 millions \$ avant impôts à ce chapitre en 2010.

Dans le cadre de son alignement commercial stratégique, Suncor a annoncé son intention de se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels. Les cessions proposées identifiées jusqu'ici incluent certains actifs liés au gaz naturel dans l'Ouest du Canada et dans les Rocheuses américaines, tous les actifs à Trinité-et-Tobago et certains actifs non essentiels en mer du Nord, y compris l'ensemble des actifs aux Pays-Bas.

Le 31 décembre 2009, Suncor a conclu un accord portant sur la vente de la presque totalité de ses actifs pétroliers et gaziers producteurs dans les Rocheuses américaines pour un produit de 517 millions \$ (494 millions \$ US), ce qui équivaut approximativement à la valeur comptable nette de l'actif et du passif au 31 décembre 2009. La conclusion de la vente devrait avoir lieu en mars 2010.

« À la suite de la récente fusion, Suncor se retrouve au tout premier rang de l'industrie des sables pétrolifères pour l'importance de sa position, a déclaré M. George. La combinaison de l'investissement stratégique dans les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères et la vente stratégique d'actifs non essentiels se traduira par une évolution soutenue du rapport de force en faveur de ce qui a toujours été l'activité première de Suncor. »

Dans le cadre de la fusion avec Petro-Canada, le Bureau de la concurrence du Canada a exigé que Suncor se départisse de 104 établissements de détail en Ontario. Le 8 décembre 2009, Suncor a conclu un accord avec Husky Energy aux termes duquel Suncor a accepté de vendre 98 établissements, la conclusion des ventes devant débuter à compter du premier semestre de 2010 au moment où la propriété des établissements individuels sera transférée à l'acheteur.

Bien que l'échéancier pour la vente d'actifs demeure flexible, Suncor s'attend à ce que la majeure partie des ventes soient conclues au cours de 2010. Le produit des ventes servira à réduire la dette de la Société.

Perspectives

Les perspectives de Suncor fournissent les objectifs de la direction pour 2010 dans certains secteurs d'activité clés de la Société. Les utilisateurs de cette information sont avisés qu'il s'agit de renseignements de nature prospective et que les résultats réels peuvent différer des objectifs présentés.

| | Prévision pour l'ensemble de l'exercice 2010 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Production totale (en bep par jour) – avant les cessions planifiées ⁽¹⁾ | 644 000 |
| Production totale (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées ⁽¹⁾ | 75 000 |
| Sables pétrolifères ⁽²⁾ | |
| Production (en barils par jour) | 300 000 (+/- 5 %) |
| Ventes | |
| Diesel | 8 % |
| Peu sulfureux | 39 % |
| Sulfureux | 46 % |
| Bitume | 7 % |
| Réalisation sur l'ensemble des ventes de pétrole brut ⁽³⁾ | WTI à Cushing moins de 4,75 \$ CA à 5,75 \$ CA par baril |
| Coûts d'exploitation au comptant ⁽⁴⁾ | 35 \$ à 39 \$ par baril |
| Production de Syncrude (en barils par jour) | 38 000 (+/- 5 %) |
| Gaz naturel | |
| Production ⁽⁵⁾ (en Mpi ³ équivalent gaz par jour) – avant les cessions planifiées ⁽¹⁾ | 680 (+/- 5 %) |
| Production ⁽⁵⁾ (en Mpi ³ équivalent gaz par jour) – liée aux cessions planifiées ⁽¹⁾ | 300 |
| Gaz naturel | 91 % |
| Pétrole brut et liquides | 9 % |
| Côte Est du Canada | |
| Production (en barils par jour) | 55 000 (+/- 5 %) |
| International | |
| Production (en bep par jour) – avant les cessions planifiées ⁽¹⁾ | 138 000 (+/- 5 %) |
| Production (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées ⁽¹⁾ | 25 000 |
| Pétrole brut et liquides | 87 % |
| Gaz naturel | 13 % |

- 1) Les résultats de production réels peuvent être touchés par le moment où les cessions planifiées ont lieu.
- 2) Exclut la quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude.
- 3) Exclut l'incidence des activités de couverture.
- 4) Les estimations des coûts d'exploitation au comptant (en excluant Syncrude) sont basées sur les hypothèses suivantes : (i) volumes de production et composition des ventes tels qu'ils sont indiqués dans le tableau ci-dessus; et (ii) prix du gaz naturel de 5,00 \$ le gigajoule (5,28 \$ le Kpi³) au carrefour AECO. Ces estimations n'incluent pas les coûts liés au report des projets de croissance.
- 5) L'objectif de production inclut les volumes de liquides de gaz naturel (LGN) et de pétrole brut convertis en Mpi³ équivalent gaz en supposant qu'un baril de LGN ou de pétrole brut équivaut à 6 000 pieds cubes de gaz naturel. Le ratio de conversion utilisé pour cette unité de mesure s'appuie sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. L'unité de mesure des Mpi³ équivalent gaz peut donc prêter à confusion, surtout si on l'emploie hors contexte.

Ces perspectives sont basées sur les estimations, projections et hypothèses actuelles et sur les résultats cumulatifs de l'exercice 2010 de Suncor et elles sont susceptibles d'être modifiées. Les hypothèses se fondent sur l'expérience de la direction et sur sa perception des tendances historiques, des conditions actuelles, des développements futurs prévus et d'autres facteurs qu'elle estime pertinents. Les hypothèses en ce qui concerne les perspectives du secteur Sables pétrolifères pour l'ensemble de l'exercice 2010 comprennent les initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui selon nous devraient réduire la maintenance non planifiée en 2010. Les chiffres en ce qui concerne les perspectives des secteurs Gaz naturel, Côte Est du Canada et International pour 2010 incluent des hypothèses relatives au rendement des gisements, aux résultats de forage, à la fiabilité des installations, aux modifications des quotas de production de l'OPEP et à l'exécution des révisions planifiées à l'intérieur des délais prévus.

Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les résultats d'exploitation et les résultats financiers de Suncor en 2010 comprennent :

- L'approvisionnement de bitume. La qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, l'entreposage des résidus et le rendement des gisements *in situ* sont susceptibles d'influer sur les objectifs de production de 2010.
- 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 activités de maintenance non planifiées.
- La maintenance non planifiée. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires pour la maintenance de nos actifs (mines, installations de production, usines de valorisation, raffineries, pipelines et plateformes extracôtières).
- La maintenance planifiée. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées par des événements imprévus ayant une incidence sur le moment ou la durée de la maintenance planifiée.
- Les ventes planifiées. Notre incapacité de conclure les ventes planifiées pourrait avoir une incidence sur nos plans de gestion de la dette et sur notre programme d'investissement.
- Prix des marchandises. Des diminutions importantes des prix de gros (prix des marchandises) du gaz naturel sont susceptibles d'entraîner l'arrêt provisoire d'une partie de notre production de gaz naturel.
- Les activités à l'étranger. Les activités de Suncor à l'étranger et les actifs afférents sont assujettis à un certain nombre de risques politiques, économiques et socio-économiques. Les activités de Suncor en Libye peuvent être assujetties à des quotas imposés par l'OPEP.

Avis légal – Énoncés prospectifs

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. Ces énoncés et informations sont assujettis à des risques et incertitudes dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Suncor.

Tous les énoncés et autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, y compris les déclarations au sujet de la stratégie de croissance de Suncor et de ses dépenses prévues et futures, prix des marchandises, coûts, calendriers, volumes de production, résultats d'exploitation et financiers et de l'incidence prévue des engagements contractuels futurs constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions telles que « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif » et d'autres expressions analogues. Ces énoncés ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont analogues à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et dont certains sont uniques à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés prospectifs, et il est conseillé au lecteur de ne pas s'y fier indûment.

Les perspectives de Suncor comprennent une fourchette de production, compte tenu des prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Les incertitudes inhérentes au processus d'estimations et les conséquences d'événements futurs peuvent faire en sorte que les résultats réels diffèrent de nos estimations, parfois de façon importante. Les hypothèses sont fonction de l'expérience de la direction et de sa compréhension des tendances historiques, des conditions actuelles, des événements futurs prévus et d'autres facteurs jugés pertinents. Pour obtenir une description des hypothèses et des facteurs de risque liés précisément aux perspectives de 2010, voir la page 8 de notre rapport aux actionnaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Certaines mesures financières citées dans ce communiqué, notamment le bénéfice d'exploitation, les flux de trésorerie liés à l'exploitation, le rendement du capital investi (RCI) et les coûts d'exploitation au comptant et totaux par baril du secteur Sables pétrolifères ne sont pas prescrites par les PCGR. Étant donné que ces mesures financières n'ont pas de définition normalisée, elles peuvent ne pas être comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Suncor inclut ces mesures financières non définies par les PCGR afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour l'analyse du rendement d'exploitation, du niveau d'endettement et de la liquidité. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées hors contexte ni comme un substitut des mesures de rendement préparées conformément aux PCGR. Pour obtenir une description de ces mesures, voir la page 11 de notre rapport aux actionnaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Les risques, incertitudes et autres facteurs qui pourraient toucher les résultats réels comprennent, entre autres, les risques, incertitudes et autres facteurs décrits dans ce communiqué dans son ensemble et ce qui suit : l'instabilité du marché qui affecte la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables dans les marchés des capitaux d'emprunt, la disponibilité du bitume de tiers, la réussite des stratégies de couverture, le maintien d'un bon ratio de la dette par rapport aux flux de trésorerie, les modifications de la conjoncture économique et commerciale générale; les variations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la capacité de Suncor de s'adapter à l'évolution des marchés et d'obtenir à temps les approbations des organismes de réglementation; la mise en œuvre fructueuse et rapide des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; l'incapacité de Suncor de réaliser les ventes planifiées; les risques politiques, économiques et socio-économiques associés aux activités à l'étranger (incluant les quotas de production de l'OPEP); 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 ou à l'augmentation du degré d'exactitude; l'intégrité et la fiabilité des immobilisations de Suncor; l'effet cumulatif de la mise en valeur d'autres ressources; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production futures de Suncor et son succès dans les activités de forage d'exploration et de mise en valeur et dans les activités connexes; le maintien de relations satisfaisantes avec les syndicats, les

associations d'employés, les partenaires en coentreprises; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent d'autres sources d'énergie; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les incertitudes découlant des retards ou des changements de plans relativement aux projets ou aux dépenses en immobilisations; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition et de taxation ou les modifications apportées aux frais et aux redevances; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines (comme l'examen que poursuit actuellement le gouvernement de l'Alberta à l'égard des conséquences imprévues du régime de redevances à la Couronne, ou l'examen, par le gouvernement du Canada, de la réglementation proposée à l'égard des rejets de gaz à effet de serre); 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, éruptions, gels, pannes de matériels et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; le défaut de réaliser les synergies ou les économies de coûts prévues, les risques liés à l'intégration de Petro-Canada; et l'évaluation inexacte de la valeur de Petro-Canada. Ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Un bon nombre de ces facteurs de risque sont examinés plus en détail à différents endroits dans notre rapport aux actionnaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 et dans la notice annuelle de Suncor et celle de l'ancienne société Petro-Canada ou le formulaire 40-F déposé auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada, à l'adresse www.sedar.com, et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov. Le lecteur est invité à se reporter en outre aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que nous déposons de temps à autre auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

- 30 -

Pour de plus amples renseignements au sujet de Suncor Énergie Inc., veuillez visiter notre site Web au www.suncor.com.

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

Demandes des investisseurs : Helen Chan 403-693-2048
Demandes des médias : Dany Laferrière 403-269-8760