

POUR PUBLICATION IMMÉDIATE**Suncor Énergie annonce ses résultats financiers pour le quatrième trimestre de 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, se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR ». Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en millions de pieds cubes équivalent gaz naturel (Mpi³e), en supposant que six mille pieds cubes de gaz naturel équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep) selon le même ratio. Les mesures exprimées en Mpi³e et bep peuvent être trompeuses, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de six mille pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole brut ou de liquides 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.

Le 1^{er} août 2009, Suncor Énergie Inc. a conclu sa fusion avec Petro-Canada. Ainsi, les résultats de la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2010 correspondent aux résultats de Suncor après la fusion, tandis que les chiffres correspondants de la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2009 rendent compte des résultats de Suncor après la fusion pour les cinq derniers mois et des résultats de l'ancienne société Suncor avant la fusion pour les sept premiers mois. Dans le présent document, le terme « fusion » fait référence à la fusion entre Suncor Énergie Inc. et Petro-Canada.

Calgary (Alberta), le 2 février 2011 – Suncor Énergie Inc. a annoncé aujourd'hui un bénéfice net de 1,353 milliard \$ (0,87 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2010, comparativement à un bénéfice net de 457 millions \$ (0,29 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2009. Au quatrième trimestre de 2010, le bénéfice d'exploitation s'est élevé à 946 millions \$ (0,60 \$ par action ordinaire), en comparaison de 342 millions \$ (0,22 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2009.

La progression du bénéfice d'exploitation du quatrième trimestre de 2010 par rapport à celui du quatrième trimestre de 2009 est principalement attribuable à l'amélioration des marges, à l'accroissement du volume de ventes de produits raffinés au sein du secteur Raffinage et commercialisation, à la hausse des prix obtenus par les secteurs Sables pétrolifères et International et extracôtier ainsi qu'à l'augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères.

Compte tenu des activités de désinvestissement stratégique menées en 2010, la production totale du quatrième trimestre de 2010 a fléchi pour s'établir à 625 600 bep par jour, en comparaison de 638 200 bep par jour au quatrième trimestre de 2009. La production tirée des activités poursuivies a en revanche augmenté pour atteindre 605 400 bep par jour au quatrième trimestre de 2010, contre 544 500 bep par jour au quatrième trimestre de 2009. Cette augmentation tient à la production trimestrielle record de 325 900 barils par jour qu'a enregistrée le secteur Sables pétrolifères (compte non tenu de Syncrude) grâce à l'amélioration de la fiabilité de l'exploitation, à l'accroissement de l'approvisionnement en bitume et à la nouvelle production tirée du secteur International et extracôtier.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 2,144 milliards \$ (1,37 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2010, contre 1,129 milliard \$ (0,72 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2009. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découle essentiellement des mêmes facteurs qui ont entraîné la hausse du bénéfice

d'exploitation au quatrième trimestre, de même que de l'incidence favorable de la réévaluation de la participation directe de la Société dans le champ pétrolifère Terra Nova et du recouvrement d'une redevance résultant d'un avis remis par la Couronne à la Société venant modifier le calcul prescrit dans le cadre de la méthode d'évaluation du bitume.

« L'ensemble de nos secteurs ont dégagé de solides résultats d'exploitation au quatrième trimestre, a déclaré Rick George, président et chef de la direction. Notre secteur International et extracôtier a une fois de plus bien performé, tandis que notre secteur Sables pétrolifères a dégagé rien de moins qu'une production trimestrielle record, grâce à la production constante et fiable tirée à la fois de nos usines d'extraction que de nos actifs *in situ*. Quant à nos activités en aval, elles ont enregistré des volumes de production et des marges élevées pour le trimestre, ce qui témoigne des avantages réels de notre stratégie d'intégration. »

Faits saillants du quatrième trimestre

Le secteur Sables pétrolifères (à l'exclusion de Syncrude) a enregistré un volume de production record de 325 900 barils par jour pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison d'un volume de production de 278 900 barils par jour pour le quatrième trimestre de 2009. Cette augmentation de la production est largement attribuable au rehaussement de la fiabilité opérationnelle de l'usine de valorisation et à l'augmentation de l'approvisionnement en bitume provenant des installations d'exploitation minière et des installations d'exploitation *in situ*.

Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé des résultats vigoureux au quatrième trimestre de 2010, son bénéfice d'exploitation et ses flux de trésorerie liés à l'exploitation ayant plus que doublé par rapport au quatrième trimestre de 2009, grâce à l'augmentation des marges et à l'utilisation accrue de la capacité de raffinage. Les ventes de produits pétroliers raffinés ont totalisé en moyenne 91 100 mètres cubes par jour au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 82 900 mètres cubes par jour au quatrième trimestre de 2009, ce qui rend compte de la fiabilité accrue de l'ensemble de nos installations de même que de la hausse de la demande pour ces produits.

La production en amont a totalisé 625 600 bep par jour au quatrième trimestre, en comparaison de 638 200 bep par jour au quatrième trimestre de 2009. La baisse des volumes de production est essentiellement attribuable aux ventes d'actifs au sein des secteurs Gaz naturel et International et extracôtier de Suncor, dont l'incidence a cependant été partiellement contrebalancée par l'amélioration de la fiabilité de l'exploitation au sein du secteur Sables pétrolifères et par l'accroissement de la production tirée des activités poursuivies du secteur International et extracôtier.

La dette nette, qui correspond au total de la dette moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie, s'établissait à 11,1 milliards \$ au 31 décembre 2010, ce qui représente une baisse d'environ 400 millions \$ par rapport à la dette nette inscrite à la fin du trimestre précédent et une diminution d'environ 13,4 milliards \$ par rapport à celle inscrite au 31 décembre 2009. Cette diminution de la dette nette découle essentiellement du fait que la Société a utilisé le produit tiré de la cession d'actifs pour rembourser des emprunts et s'explique également par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au cours de la période.

Au quatrième trimestre de 2010, Suncor a constaté des produits supplémentaires de 295 millions \$ (avant impôts), qui représentent un montant devant être remboursé par les autres copropriétaires du champ pétrolifère Terra Nova pour la période allant du 1^{er} février 2005 au 31 décembre 2010. La participation directe de Suncor dans Terra Nova a été haussée pour passer de 33,990 % à 37,675 %, par suite d'un examen technique des apports des autres copropriétaires du champ pétrolifère Terra Nova. Les propriétaires sont parvenus à un accord concernant la modification des pourcentages de participation le 1^{er} décembre 2010.

Au quatrième trimestre de 2010, Suncor a comptabilisé un recouvrement de redevances favorable de 140 millions \$ (avant impôts) par suite de la réception d'un avis de la Couronne venant modifier le calcul devant être effectué selon la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire allant du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2010. La Société est toujours à négocier les ajustements définitifs au calcul de l'évaluation du bitume pour la période intermédiaire 2009 et 2010 et pour la période visée par la convention de modification des redevances de Suncor, qui vient à échéance le 31 décembre 2015.

Le 17 décembre 2010, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente de partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd. Sous réserve de certaines conditions, cette entente prévoit que les deux sociétés développeront conjointement les projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn et reprendront les travaux de construction portant sur l'usine de valorisation Voyageur en vue d'une entrée en exploitation à différentes dates s'échelonnant de 2016 à 2018. La conclusion de la transaction est conditionnelle à l'obtention de certaines approbations, dont celle des organismes de réglementation, et est prévue pour le premier trimestre de 2011. L'exécution des projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn, de même que la poursuite des travaux de construction de l'usine de valorisation Voyageur, requièrent l'approbation de tous les partenaires de ces projets de même que celle du conseil d'administration de Suncor.

Dépenses d'investissement

Suncor a engagé des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 1,8 milliard \$ au quatrième trimestre de 2010, portant ainsi à 5,7 milliards \$ le total engagé pour l'exercice en entier, ce qui est légèrement supérieur à son budget d'investissement initial pour 2010 de 5,5 milliards \$. La majorité des dépenses en immobilisations ont été affectées au fonctionnement fiable et sécuritaire de l'ensemble des installations de la Société et à la poursuite du développement des troisième et quatrième phases d'agrandissement du projet Firebag.

En décembre 2010, le conseil d'administration de Suncor a approuvé pour 2011 un plan de dépenses d'investissement de 6,7 milliards \$. De ce montant, une tranche d'environ 2,8 milliards \$ sera affectée au financement des projets de croissance de la Société, principalement au sein de son secteur Sables pétrolifères, et une tranche d'environ 3,9 milliards \$ sera consacrée au maintien des activités courantes, notamment au financement d'importants travaux de maintenance planifiée destinés à rehausser la fiabilité et au déploiement continu de la nouvelle technologie de gestion des résidus. Environ 40 % des investissements de maintien prévus consisteront en des dépenses non récurrentes que la Société ne s'attend pas à engager chaque année. En plus du budget consacré à la poursuite des travaux d'agrandissement des troisième et quatrième phases des installations de Firebag de Suncor, le plan de dépenses d'investissement de 2011 prévoit des investissements dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et dans l'usine de valorisation Voyageur. Il est prévu que ces deux projets, tout comme le projet d'exploitation de sables pétrolifères Joslyn, seront exécutés dans le cadre d'un partenariat stratégique établi avec Total E&P Canada Ltd. L'exécution des projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn, de même que la poursuite des travaux de construction de l'usine de valorisation Voyageur, requièrent l'approbation de tous les partenaires de ces projets de même que celle du conseil d'administration de Suncor.

Des précisions sur les dépenses en immobilisations prévues de Suncor sont fournies dans son [communiqué du 17 décembre 2010](#) ainsi que sur son site Web, à l'adresse www.suncor.com/guidance.

RÉSULTATS SECTORIELS

Sables pétrolifères

Le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 487 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 236 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. Le bénéfice net supérieur enregistré pour le quatrième trimestre de 2010 par rapport au trimestre correspondant de 2009 rend notamment compte de l'incidence favorable de la reprise d'une provision pour redevances et de la réduction des coûts liés au report de projets de croissance, facteurs qui ont toutefois été partiellement contrebalancés par une diminution des gains découlant de la variation de la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises utilisés aux fins de la gestion des risques. La reprise de la provision pour redevances découle d'un avis remis par la Couronne à la Société venant modifier le calcul devant être effectué selon la méthode d'évaluation du bitume pour la période intermédiaire allant du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2010. En conséquence de cette modification, la Société a comptabilisé un recouvrement de redevances d'environ 105 millions \$ (après impôts). Le bénéfice d'exploitation de tous les trimestres compris dans la période allant du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2010 a été retraité pour inclure uniquement le montant se rapportant à la période comparative. La Société est toujours à négocier les ajustements définitifs au calcul de l'évaluation du bitume pour la période intermédiaire 2009 et 2010 et pour la période visée par la convention de modification des redevances de Suncor, qui vient à échéance le 31 décembre 2015. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2009 tenait compte d'un ajustement favorable de 103 millions \$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Ontario. Pour le quatrième trimestre de 2010, le bénéfice d'exploitation s'est établi à 404 millions \$, contre 189 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. La progression du bénéfice d'exploitation au quatrième trimestre tient principalement à la hausse de la production et à l'augmentation des prix obtenus, partiellement contrebalancées par l'incidence défavorable de l'accroissement des stocks, les marges qui y sont associées n'étant constatées qu'une fois les stocks vendus.

Production

La production du secteur Sables pétrolifères (exclusion faite de la quote-part de Suncor dans la production de Syncrude) a augmenté de 17 % par rapport à celle du quatrième trimestre de 2009. Le secteur a enregistré une production record de 325 900 barils par jour au quatrième trimestre de 2010, grâce au rehaussement de la fiabilité d'exploitation de l'usine de valorisation et à l'augmentation de l'approvisionnement en bitume provenant de l'ensemble des actifs liés aux sables pétrolifères (à la fois les installations d'exploitation minière et les installations d'exploitation *in situ*). La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent avait souffert de l'incendie survenu à l'usine de valorisation 2 en décembre 2009.

La production de Syncrude a reculé de 4 % au quatrième trimestre de 2010 comparativement au quatrième trimestre de 2009, en raison surtout des pannes mineures survenues à l'usine de valorisation au cours du trimestre.

Prix

Le secteur Sables pétrolifères a tiré parti de la hausse des prix de référence du pétrole brut et de la baisse des pertes de couvertures réalisées au quatrième trimestre de 2010 comparativement au quatrième trimestre de 2009. L'incidence positive de ces facteurs a toutefois été atténuée par l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les écarts de prix sur le pétrole brut lourd ont été plus prononcés au quatrième trimestre de 2010 en raison des perturbations du service du pipeline d'Enbridge, qui ont restreint la capacité d'exportation de produits du pétrole brut lourd à partir de l'Ouest canadien, ce qui a entraîné une baisse de la demande et une réduction des ventes. Cette situation a eu des répercussions

défavorables sur les prix obtenus à la fois pour le brut sulfureux et pour le bitume au quatrième trimestre de 2010.

La révision planifiée de l'usine de valorisation 2 d'une durée de six semaines qui a débuté en septembre s'est poursuivie pendant trois semaines au quatrième trimestre de 2010. L'approvisionnement en hydrogène et la capacité d'hydrotraitement ont été restreints périodiquement au cours du quatrième trimestre de 2010, ce qui a eu pour effet de réduire la valeur de la gamme de produits.

Stocks

Au cours du quatrième trimestre de 2010, le secteur Sables pétrolifères disposait de stocks accumulés importants, en raison des volumes supplémentaires qui ont dû être stockés compte tenu de la restriction de la capacité de transport sur la canalisation principale d'Enbridge. Au quatrième trimestre de 2009, le secteur Sables pétrolifères avait enregistré une réduction significative de ses stocks, les stocks disponibles ayant été vendus pour remplir les engagements auprès des clients après l'incendie survenu à l'usine de valorisation en décembre 2009. L'accroissement des stocks d'un trimestre à l'autre a eu une incidence négative sur le bénéfice, la marge n'étant constatée qu'une fois les stocks vendus.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères ont totalisé 1,067 milliard \$ pour le quatrième trimestre de 2010 et 3,709 milliards \$ pour l'exercice en entier. Les dépenses de croissance ont été affectées essentiellement à la construction des installations de la troisième phase de Firebag.

La Société poursuit ses initiatives de croissance planifiées dans le cadre de la troisième phase d'agrandissement des installations de sables pétrolifères *in situ* de Firebag. L'agrandissement planifié devrait commencer à produire du pétrole vers la fin du deuxième trimestre de 2011 et le volume devrait augmenter graduellement par la suite sur une période de 24 mois jusqu'à atteindre la capacité de production prévue de 62 500 barils de bitume par jour. Les dépenses engagées en 2010 ont surtout servi à la construction d'installations de cogénération, d'installations de traitement centralisé et de plateformes d'exploitation.

Les dépenses engagées en 2010 ont également servi aux travaux d'ingénierie, à l'approvisionnement, à la construction et à l'investissement de maintien nécessaires pour assurer l'efficacité de l'activité minière, de la valorisation, de l'extraction et du fonctionnement des actifs *in situ*.

La Société a également engagé des dépenses à l'égard de sa technique de gestion des résidus TRO^{MC}. Les activités menées à l'égard de ce projet au cours du quatrième trimestre ont consisté en des travaux d'ingénierie, en l'approvisionnement de certains éléments à long délai de livraison, en la préparation du site destiné à l'assemblage de la barge et en l'aménagement du couloir du pipeline. Le projet devrait être achevé d'ici la fin de 2012.

Gaz naturel

Le secteur Gaz naturel a inscrit une perte nette liée aux activités poursuivies de 65 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison d'une perte nette de 55 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. L'augmentation de la perte nette liée aux activités poursuivies au quatrième trimestre de 2010 rend compte notamment de l'incidence d'une réduction de valeur des stocks de pièces de rechange de 13 millions \$ et d'une hausse des coûts liés à la rémunération à base d'actions. La perte nette liée aux activités poursuivies inscrite pour le quatrième trimestre de 2009 tenait compte d'un ajustement favorable de 8 millions \$ associé à une réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Ontario. Les pertes d'exploitation liées aux activités poursuivies se sont chiffrées à 43 millions \$ pour

le quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 61 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. La réduction des pertes d'exploitation au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009 est principalement attribuable à la diminution des frais d'exploration qui a résulté du succès des travaux de forage exécutés en 2010, partiellement neutralisée par la diminution des prix de vente moyens du gaz naturel qui a découlé de la baisse du prix de référence du gaz naturel au carrefour AECO.

Production

La production brute tirée des activités poursuivies a fléchi de 7 % au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009. Cette diminution est principalement attribuable à l'épuisement naturel.

Dépenses en immobilisations

Le secteur Gaz naturel a pour principal objectif d'accroître la rentabilité en investissant dans des programmes de forage qui comportent peu de risques en matière d'exploration et qui sont susceptibles d'être reproduits à faible coût ainsi que dans des projets qui prévoient un pourcentage élevé de production de liquides. Au cours du quatrième trimestre de 2010, le secteur Gaz naturel a affecté 57 millions \$ aux activités d'exploration et de mise en valeur, portant ainsi le total engagé en 2010 à 178 millions \$, dont une tranche de 8 millions \$ se rapporte à des actifs qui ont été cédés au cours de l'exercice. Les activités menées en 2010 ont consisté surtout en des projets de gaz non classique, de même qu'en l'acquisition de terrains dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Au cours du quatrième trimestre de 2010, le secteur Gaz naturel a entrepris deux nouveaux programmes de forage : l'un dans la zone Ferrier, dans le centre de l'Alberta, et l'autre à Pouce Coupe, dans l'ouest de l'Alberta. Le raccordement des premiers puits de ces deux programmes devrait s'effectuer au cours du premier trimestre de 2011.

Les principaux biens productifs de gaz peu profond de Suncor près de Medicine Hat, dans l'est de l'Alberta, ont continué leurs activités de forage et de raccordement. En tout, 324 puits ont été forés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010. La production totale dans cette zone s'est chiffrée à 72 Mpi³e par jour au quatrième trimestre de 2010.

International et extracôtier

Pour le quatrième trimestre de 2010, le secteur International et extracôtier a inscrit un bénéfice net lié aux activités poursuivies de 452 millions \$, en comparaison de 230 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2010 tient compte de l'incidence du paiement de règlement payable à Suncor par suite de la modification des pourcentages de participation dans Terra Nova, qui a fait passer de 33,990 % à 37,675 % la participation directe de Suncor dans ce champ pétrolifère. Cette modification de la participation directe a été finalisée en décembre 2010, conformément aux modalités de l'entente de développement et d'exploitation de Terra Nova. Le paiement de 220 millions \$ (après impôts) sera versé à Suncor en guise de remboursement de certains revenus résultant de la majoration de la participation de celle-ci dans Terra Nova, avec effet rétroactif au 1^{er} février 2005 et pour la période allant de cette date jusqu'au 31 décembre 2010. Le bénéfice d'exploitation de chacun des trimestres compris dans la période allant du 1^{er} février 2005 au 31 décembre 2010 a été retraité de façon à inclure uniquement la portion du paiement se rapportant à la période comparative en question. Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies s'est établi à 280 millions \$ au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 218 millions \$ au quatrième trimestre de 2009. La progression du bénéfice lié aux activités poursuivies est attribuable à l'accroissement de la production et à la hausse des prix de vente qu'a entraînée l'augmentation des prix de référence.

Production

Dans l'ensemble, la production tirée des activités poursuivies a été plus élevée de 14 % au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009, en raison surtout de l'entrée en production des installations en Syrie au cours du deuxième trimestre de 2010.

Dépenses en immobilisations

Côte Est du Canada

Au cours du quatrième trimestre de 2010, le secteur International et extracôtier a affecté aux activités liées à la côte Est du Canada des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 81 millions \$, portant de ce fait à 264 millions \$ les dépenses totales engagées au cours de l'exercice. Ces dépenses ont été affectées principalement aux zones White Rose et Hibernia, ainsi qu'aux travaux de forage exploratoire dans la zone Ballicatters.

Le forage de développement de 11 puits dans la portion North Amethyst de la zone White Rose devrait se poursuivre jusqu'à la fin de 2012, qui devrait être l'année de production optimale.

Le forage de développement de la première phase de mise en valeur du projet West White Rose a commencé en août 2010, la première production de pétrole étant prévue pour le deuxième trimestre de 2011. Les résultats de forage de la première phase, ajoutés à l'évaluation de la production et à l'évaluation continue des réservoirs, devraient permettre de définir toute l'étendue de la mise en valeur des champs.

Des dépenses en immobilisations demeurent engagées à l'égard du projet d'extension Hibernia South, où la toute première production est prévue pour le deuxième trimestre de 2011.

Le contrat des travaux d'ingénierie préliminaire et d'ingénierie-provisionnement-construction des installations de surface pour la plateforme Hebron a été octroyé en septembre 2010. La demande d'approbation du plan de développement devrait être déposée au cours du premier trimestre de 2011 et la toute première production pétrolière devrait avoir lieu en 2017.

International

Au cours du quatrième trimestre de 2010, le secteur International et extracôtier a consacré aux activités internationales des dépenses en immobilisations et des frais d'exploration totalisant 255 millions \$, ce qui porte le cumul annuel des dépenses engagées à 832 millions \$, dont une tranche de 169 millions \$ se rapporte à des actifs qui ont été cédés au cours de l'exercice. Les dépenses ont essentiellement servi au forage de développement au Royaume-Uni, en Libye et en Syrie, de même qu'au forage d'exploration en Libye et en Norvège.

Le projet d'amélioration à Buzzard a démarré au milieu d'octobre 2010 et il est prévu que la production augmentera graduellement jusqu'au premier trimestre de 2011. Le projet comprend l'installation d'une quatrième plateforme dotée d'un matériel capable de traiter le pétrole à teneur élevée en soufre.

L'évaluation du puits d'appréciation 34/4-13S de Beta Statfjord, situé dans le nouveau gisement récemment découvert dans la zone Beta Brent visée par notre permis d'exploitation PL375, a été menée à bien avec succès. Une évaluation plus poussée du puits sera nécessaire pour délimiter avec davantage de précision cette découverte.

L'acquisition de données s'est poursuivie en 2010 dans le cadre de deux levés sismiques liés aux contrats d'exploration et de partage de production en Libye. L'acquisition des données sismiques se poursuivra jusqu'au premier trimestre de 2011.

Raffinage et commercialization

Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé un bénéfice net de 372 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, contre 151 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2010 tient compte de coûts de 27 millions \$ liés à la rémunération à base d'actions et d'un gain de 10 millions \$ lié à des cessions de sites de vente au détail réalisées au cours du trimestre. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2009 tenait compte d'un ajustement favorable de 19 millions \$ lié à la réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Ontario. Le bénéfice d'exploitation du quatrième trimestre de 2010 s'est établi à 389 millions \$, en comparaison de 134 millions \$ au quatrième trimestre de 2009. La progression du bénéfice d'exploitation au quatrième trimestre de 2010 découle avant tout de l'amélioration de l'efficacité et de la fiabilité des opérations, de l'accroissement des volumes et de l'augmentation des marges, ces facteurs favorables ayant toutefois été partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation.

Marges

Les marges ont sensiblement augmenté au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009. Étant donné l'accroissement de la production, les activités de raffinage et d'approvisionnement ont bénéficié d'un contexte commercial plus favorable au quatrième trimestre de 2010 qu'au quatrième trimestre de 2009, grâce à des marges de craquage plus élevées dans l'ensemble des principaux marchés et à une plus forte demande pour les produits. La raffinerie de Sarnia a subi les contrecoups de la panne du pipeline d'Enbridge, qui a restreint la capacité d'exportation des produits de brut sulfureux à plus faible coût en provenance de l'Ouest canadien et a nécessité le traitement de brut extracôtier plus coûteux. La raffinerie d'Edmonton a bénéficié de la diminution du coût des charges d'alimentation qui a découlé de l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et lourd et le pétrole brut synthétique léger et sulfureux.

Volumes

Le total des ventes de produits raffinés a augmenté de 10 % au quatrième trimestre de 2010 par rapport au quatrième trimestre de 2009 grâce à l'amélioration de la fiabilité opérationnelle et au raffermissement de la demande pour les produits. Dans l'ensemble, le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 94 % au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 90 % au quatrième trimestre de 2009. Cette augmentation découle d'une réduction des révisions planifiées aux fins de maintenance et d'une exploitation plus fiable et continue. Au quatrième trimestre de 2010, la raffinerie de Sarnia a continué de subir les répercussions négatives de la panne du pipeline d'Enbridge, qui a limité l'accès au brut et restreint l'utilisation de la raffinerie. Cette contrainte de capacité a cependant été compensée par l'utilisation accrue de la raffinerie de Montréal, qui a permis de maintenir l'approvisionnement pour l'Ontario.

Les volumes de ventes dans l'ensemble du réseau ont été légèrement plus élevés au quatrième trimestre de 2010 qu'au quatrième trimestre de 2009. Les fortes ventes réalisées tant au sein du réseau de vente au détail qu'au sein du réseau de vente en gros ont été partiellement contrebalancées par la perte de volume qui a découlé de la cession de sites dans le cadre de la fusion.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation ont totalisé 272 millions \$ au quatrième trimestre de 2010, l'essentiel ayant été affecté aux révisions planifiées et aux autres projets de raffinage.

Pour l'exercice en entier, les dépenses ont totalisé 667 millions \$ et ont surtout été axées sur les actifs de raffinage. Des révisions ont été menées à bien dans l'ensemble des usines de raffinage et de lubrifiants au cours de l'exercice afin d'assurer le maintien de la sécurité et de la fiabilité de l'exploitation.

Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations inclut l'investissement de la Société dans des projets d'énergie renouvelable, les résultats liés aux activités d'approvisionnement en énergie auprès de tiers et de négociation de l'énergie, et les autres activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation en particulier.

Le secteur Siège social, activités de négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte de 140 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010, en comparaison d'une perte d'exploitation de 161 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2009.

Les activités liées à l'énergie renouvelable ont rapporté un bénéfice d'exploitation de 6 millions \$ au quatrième trimestre de 2010, tout comme à la période correspondante de 2009.

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités de négociation de l'énergie s'est établi à 28 millions \$ au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 23 millions \$ pour le trimestre correspondant de 2009. Le gain réalisé au quatrième trimestre de 2010 découle du fait que des produits de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien ont été achetés à des écarts de prix importants par rapport au WTI puis ont été transportés vers des marchés plus favorables. Au quatrième trimestre de 2009, des gains physiques réalisés sur des stocks de brut avaient eu une incidence positive sur les résultats.

Le segment Siège social a affiché une perte d'exploitation de 175 millions \$ au quatrième trimestre de 2010, en comparaison de 195 millions \$ au quatrième trimestre de 2009. Cette diminution de la perte d'exploitation est principalement attribuable à la baisse de la charge d'intérêts qui a découlé de l'augmentation des intérêts capitalisés au quatrième trimestre de 2010.

Le segment Éliminations reflète l'élimination de profits sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères ou le secteur Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et commercialisation lorsque des bénéfices sont réalisés au moment de la vente des produits à des tiers.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations du segment Siège social se sont chiffrées à 152 millions \$ pour le quatrième trimestre de 2010 et à 360 millions \$ pour l'ensemble de l'exercice. Les dépenses ont surtout été destinées à l'intégration des activités acquises et au développement de l'énergie renouvelable.

Des travaux sont en cours afin de convertir les anciens systèmes de Suncor et de Petro-Canada en une plateforme commune et afin d'intégrer les procédés, les informations et les technologies.

La construction de l'installation de production d'énergie éolienne de Wintering Hills s'est poursuivie au quatrième trimestre de 2010 et devrait s'achever avant la fin de 2011. À sa capacité maximale,

l'installation devrait produire suffisamment d'électricité pour alimenter environ 35 000 maisons en Alberta et compenser 200 000 tonnes de CO₂ par année.

La construction s'est également poursuivie à l'installation de production d'énergie éolienne de Kent Breeze au cours du quatrième trimestre de 2010. Les travaux de construction devraient être achevés d'ici la mi-2011.

La capacité de l'usine d'éthanol de Sarnia, en Ontario, est actuellement de 200 millions de litres par année, ce qui permet de compenser l'équivalent de 300 000 tonnes de CO₂ par année. L'agrandissement de l'usine, qui s'est terminé en janvier 2011, permet de doubler cette capacité pour la porter à 400 millions de litres par année.

Mise en garde concernant les mesures financières non définies par les PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent communiqué, notamment le bénéfice d'exploitation et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, ne sont pas prescrites par les PCGR du Canada. Ces mesures financières non définies par les 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. Nous avons inclus ces mesures financières non conformes aux PCGR du Canada parce que la direction les utilise pour analyser le rendement d'exploitation, l'endettement et la liquidité. Par conséquent, ces mesures ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme des substituts des mesures de rendement établies conformément aux PCGR du Canada. Des renseignements supplémentaires concernant les mesures financières non définies par les PCGR peuvent être obtenus dans le rapport du quatrième trimestre de 2010 de Suncor à l'intention des actionnaires, disponible au www.suncor.com/rapportsfinanciers ou au www.sedar.com.

Bénéfice d'exploitation

Le bénéfice d'exploitation est une mesure non définie par les PCGR qui se calcule en ajustant le bénéfice net en fonction d'éléments importants qui, de l'avis de la direction, ne sont pas indicatifs du rendement d'exploitation et nuisent à la comparabilité du rendement financier sous-jacent d'une période à l'autre. La direction utilise le bénéfice d'exploitation pour évaluer le rendement d'exploitation parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite des impôts.

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.

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 attentes courantes et futures en matière de dépenses, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats d'exploitation et de 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 », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent rapport aux actionnaires font référence aux éléments suivants :

- *L'entente de partenariat stratégique avec Total E&P Canada Ltd. et l'attente selon laquelle les deux sociétés développeront les projets d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et Joslyn et*

redémarreront la construction de l'usine de valorisation Voyageur, les dates d'entrée en exploitation ciblées allant de 2016 à 2018;

- Le plan de dépenses d'investissement de Suncor pour 2011, notamment son intention d'affecter environ 2,8 milliards \$ au financement de projets de croissance (y compris les troisième et quatrième phases d'agrandissement de Firebag et l'investissement dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills et l'usine de valorisation Voyageur), principalement au sein de son secteur Sables pétrolifères, et d'affecter la tranche restante de 3,9 milliards \$ au maintien des activités courantes, notamment aux importants travaux de maintenance planifiée destinés à assurer la fiabilité et au déploiement continu de la nouvelle technologie de gestion des résidus;*
- L'intention d'affecter environ 40 % des dépenses de maintien prévues pour 2011 à des dépenses non récurrentes annuellement;*
- L'agrandissement planifié de la phase 3 de Firebag, notamment la prévision que l'installation entrera en production au deuxième trimestre de 2011 et que le volume augmentera graduellement par la suite sur une période d'environ 24 mois pour atteindre 62 500 barils de bitume par jour;*
- L'échéancier du projet de mise en œuvre de la technologie TRO^{MC} de Suncor (devant être achevé d'ici la fin de 2012);*
- Les programmes de forage de Suncor menés dans la région de Ferrier, dans le centre de l'Alberta, et à Pouce Coupe, dans l'ouest de l'Alberta, notamment l'intention de la Société de commencer le raccordement des puits de ces projets au cours du premier trimestre de 2011;*
- Le forage de développement portant sur la zone North Amethyst de White Rose et la prévision que la production optimale sera atteinte vers la fin de 2012;*
- La prévision que la production débutera i) au cours du deuxième trimestre de 2011 à West White Rose et ii) en 2017 à Hebron;*
- Le projet d'extension Hibernia South et la prévision que la première production sera tirée au deuxième trimestre de 2011;*
- La prévision que la production dégagée du projet d'amélioration à Buzzard continuera d'augmenter jusqu'au premier trimestre de 2011;*
- Les plans concernant le projet d'énergie éolienne à Wintering Hills, notamment la date cible de sa réalisation (fin 2011) et la prévision que le projet pourra produire suffisamment d'électricité pour alimenter environ 35 000 maisons en Alberta et compenser 200 000 tonnes de CO₂ par année;*
- L'échéancier du projet d'énergie éolienne Kent Breeze (devant être achevé d'ici à la mi-2011).*

Le présent communiqué renferme également des énoncés et des renseignements de nature prospective concernant la clôture prévue de la transaction proposée avec Total E&P Canada Ltd., notamment concernant la date prévue de cette clôture. Suncor a formulé ces prévisions en se fondant sur certaines hypothèses qu'elle juge raisonnables à l'heure actuelle, notamment des hypothèses quant au moment où elle obtiendra les approbations nécessaires des organismes de réglementation, des tribunaux et des autres tiers et quant au délai requis pour remplir toutes les conditions préalables à la clôture de la transaction. Les dates prévues pourraient changer pour plusieurs raisons, y compris des délais imprévus dans l'obtention des approbations requises des organismes de réglementation ou d'autres tiers ou encore des délais occasionnés par l'incapacité de réunir toutes les conditions préalables à la clôture aussi rapidement que prévu. Il se pourrait que la clôture de la transaction n'ait pas lieu aux dates prévues ou, même, qu'elle n'ait pas lieu du tout. Ainsi, en conséquence de tous les facteurs précités, les lecteurs ne devraient pas accorder une importance indue aux énoncés et aux renseignements prospectifs relatifs à cette transaction figurant dans le présent communiqué.

Les énoncés et 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 uniques 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 et le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et résultats d'exploitation des secteurs de la Société, notamment Sables pétrolifères, Gaz naturel, International et extracôtier, et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs, dont les suivants, sans en exclure d'autres :

Facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères :

- Le risque lié à la fiabilité de la production. Notre capacité d'exploiter nos installations de sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production.*
- Notre capacité de financer la croissance du secteur Sables pétrolifères et de financer les investissements de maintien dans un contexte de volatilité du prix des marchandises.*
- Approvisionnement en bitume. La non-disponibilité de bitume venant des tiers, la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des gisements et des installations in situ pourraient avoir une incidence sur les objectifs de production.*
- La performance des installations récemment mises en service. Les taux de production à la suite du démarrage d'un nouveau matériel sont difficiles à prévoir et peuvent être touchés par des activités de maintenance imprévues.*
- Notre capacité de gérer les coûts de production. Les charges d'exploitation sont soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et sont influencées par la volatilité du prix du gaz naturel utilisé comme source d'énergie dans le procédé de traitement des sables pétrolifères et par les travaux de maintenance planifiés et non planifiés. Nous continuons de gérer ces risques en appliquant des stratégies visant notamment à mettre en place des technologies susceptibles de faciliter la gestion de la demande de main-d'œuvre opérationnelle, à compenser les achats de gaz naturel par une production interne, à trouver des technologies moins tributaires du gaz naturel comme source d'énergie et à améliorer les programmes de maintenance préventive.*
- Notre capacité de gérer les projets en respectant les échéanciers et les budgets prévus. Cette capacité peut être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures à Fort McMurray même et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement). Nous continuons de gérer ces questions en mettant en œuvre une stratégie holistique de recrutement et de maintien du personnel, en travaillant avec la collectivité à déterminer les besoins en matière d'infrastructures, en concevant les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères de façon à réduire les coûts unitaires, en concluant des alliances stratégiques avec des fournisseurs de services et en optimisant tous les aspects de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la gestion de projet.*
- Les fluctuations potentielles de la demande de charges d'alimentation de raffineries et de combustible diesel. Nous atténuons l'incidence de ce facteur en concluant des accords d'approvisionnement à long terme avec des clients importants, en élargissant notre clientèle et en offrant une variété de mélanges de charges d'alimentation de raffineries pour répondre aux spécifications des clients.*
- La volatilité des écarts de prix entre les pétroles bruts légers et lourds et peu sulfureux et sulfureux.*
- Les contraintes logistiques et la variabilité de la demande sur le marché, qui peuvent influencer sur les mouvements du pétrole brut. Ces facteurs peuvent être difficiles à prévoir et à maîtriser.*

- *Les modifications apportées à la législation sur les redevances et les impôts et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités (notamment notre différend actuel avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume). Bien que les régimes fiscaux en Alberta et au Canada soient généralement stables comparativement à ceux de nombreux territoires à l'échelle internationale, le traitement aux fins des redevances et des impôts est soumis à un examen périodique dont le résultat n'est pas prévisible et qui peut entraîner des changements importants dans les investissements planifiés de la Société et les taux de rendement des investissements existants.*
- *Nos relations avec les syndicats. Les conflits de travail peuvent avoir une incidence négative sur les activités et les projets de croissance du secteur Sables pétrolifères.*

Facteurs influant sur les activités de notre secteur Gaz naturel :

- *La volatilité du prix du gaz naturel.*
- *Le risque associé à un marché morose pour la vente d'actifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs.*
- *L'accessibilité et le coût des droits miniers. La demande du marché influe sur le coût et la disponibilité des occasions liées aux baux d'exploitation minière et aux acquisitions.*
- *Les risques et incertitudes liés aux conditions météorologiques, qui peuvent abrégier la période de forage hivernale et se répercuter sur le forage printanier et estival, entraînant des coûts accrus ou des retards dans la mise en service de nouvelles installations.*

Facteurs influant sur les activités de notre secteur International et extracôtier :

- *Les risques et les incertitudes inhérents aux activités du secteur International et extracôtier, telles que le forage, l'exploitation et la mise en valeur de telles propriétés, y compris des formations ou des pressions inattendues, l'épuisement prématuré des gisements, des incendies, des éruptions, des bris d'équipement et autres accidents, des flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, de la pollution et d'autres risques environnementaux.*
- *Le rendement après la réalisation de travaux de maintenance n'est pas prévisible et son incidence sur les taux de production peut être importante.*
- *Les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur dans nos régions d'exploitation. Ces risques peuvent entraîner des coûts accrus, des retards ou l'abandon de projets ou d'agrandissements de projets existants.*
- *Les risques et incertitudes liés aux conditions météorologiques qui peuvent entraîner des coûts accrus ou des retards dans les activités d'exploration, d'exploitation ou de mise hors service.*
- *Les activités de Suncor à l'étranger et les actifs connexes comportent divers risques de nature politique, économique et socio-économique. Les activités de Suncor en Libye peuvent être restreintes par des quotas de production.*

Facteurs influant sur les activités de notre secteur Raffinage et commercialisation :

- *Le risque lié à la fiabilité de la production. Notre capacité d'exploiter nos installations de raffinage et de commercialisation de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production.*
- *La direction s'attend à ce que les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, la volatilité des marges et des prix et la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels, continuent d'influer sur la situation de l'entreprise.*

- Certains risques sont associés à l'exécution des projets d'investissement, notamment le risque de dépassement des coûts. Bon nombre de risques et d'incertitudes peuvent avoir des répercussions sur les calendriers de construction, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres incidences de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période.
- Nos relations avec les syndicats. Les employés horaires de notre terminal de London en Ontario, de notre raffinerie de Sarnia, de notre raffinerie de Commerce City, de notre raffinerie de Montréal, de certaines de nos activités liées aux lubrifiants, de certaines de nos activités liées aux terminaux et de Sun-Canadian Pipeline Company Limited sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Toute interruption de travail de la part de nos employés ou des travailleurs à forfait participant à nos projets ou activités pourrait avoir un effet préjudiciable sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Autres risques, incertitudes et facteurs

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats réels de tous les secteurs de Suncor sont, entre autres, les suivants : 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; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de façon soutenue et concurrentielle des réserves pouvant être exploitées de façon rentable; la réussite des stratégies de couverture; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie approprié; les changements dans la conjoncture économique, des conditions du marché et des conditions commerciales; notre capacité de financer les dépenses d'investissement visant à remplacer les réserves ou à accroître la capacité de traitement dans une conjoncture volatile au chapitre du prix et du crédit; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la volatilité du prix du gaz naturel et de celui des liquides n'est pas prévisible et peut avoir une incidence importante sur le chiffre d'affaires; la capacité de Suncor de s'adapter à l'évolution des marchés et d'obtenir à temps l'approbation des organismes de réglementation; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires pour exercer des activités d'exploration et de mise en valeur dans les zones d'exploitation de Suncor (ces risques pourraient entraîner des coûts accrus, des retards ou l'abandon d'un projet); l'exécution efficace des révisions planifiées; 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; 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 au chapitre des activités de forage d'exploration et de mise en valeur et des activités connexes; le maintien de relations satisfaisantes avec les syndicats, les associations d'employés et 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 des sources d'énergie de remplacement; 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 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 mène actuellement le gouvernement de l'Alberta à l'égard des conséquences imprévues du régime de redevances à la Couronne proposé, nos négociations avec le ministère de l'Énergie de l'Alberta au sujet de la réglementation concernant la méthode d'évaluation du bitume et 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 lesquelles Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société (notamment en ce qui a trait aux cessions d'actifs prévues); les risques et incertitudes liés à la capacité à remplir les conditions de clôture des ventes d'actifs prévues de Suncor, à l'échéancier de la clôture et à la contrepartie à recevoir pour ces ventes, y compris la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute approbation requise des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, éruptions, gels, bris d'équipement et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts

prévues; les risques liés à l'intégration de Suncor et de Petro-Canada après la fusion et l'évaluation inexacte des valeurs de Petro-Canada. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent communiqué et dans la notice annuelle ou le formulaire 40-F de Suncor déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

- 30 -

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

Le rapport complet du quatrième trimestre de 2010 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 .

Pour écouter la conférence téléphonique portant sur les résultats du quatrième 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