

POUR PUBLICATION IMMÉDIATE**Suncor Énergie annonce ses résultats financiers pour le troisième 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 « Mesures financières non définies par les PCGR » figurant à la page 48 du rapport aux actionnaires pour la période terminée le 30 septembre 2010. 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) ou en milliers de bep (Kbep) selon le même ratio. Les mesures exprimées en Mpi³e, bep et Kbep 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 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 du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 correspondent aux résultats de Suncor après la fusion, tandis que les chiffres correspondants du trimestre terminé le 30 septembre 2009 rendent compte des résultats de Suncor après la fusion pour les deux derniers mois et des résultats de l'ancienne société Suncor pour le premier mois et ceux de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, des résultats de Suncor après la fusion pour les deux derniers mois et des résultats de l'ancienne société Suncor avant la fusion pour les sept premiers mois.

Calgary (Alberta), le 4 novembre 2010 – Suncor Énergie Inc. a annoncé aujourd'hui un bénéfice net de 1,022 milliard \$ (0,65 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2010, comparativement à un bénéfice net de 929 millions \$ (0,69 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2009. Au troisième trimestre de 2010, le bénéfice d'exploitation s'est élevé à 654 millions \$ (0,42 \$ par action ordinaire), comparativement à 343 millions \$ (0,25 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2009.

La hausse du bénéfice d'exploitation est essentiellement attribuable à l'accroissement de la production en amont et aux prix de référence plus élevés au troisième trimestre de 2010 qu'au troisième trimestre de 2009. La hausse des prix de référence a été en partie contrebalancée par l'accroissement des différentiels de prix entre le brut léger et le brut lourd et par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1,630 milliard \$ (1,04 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2010, contre 574 millions \$ (0,43 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2009. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation s'explique essentiellement par l'accroissement des volumes de production et par la hausse des prix réalisés.

La production en amont de Suncor a totalisé en moyenne 635 500 bep/j au troisième trimestre de 2010, contre 531 800 bep/j au troisième trimestre de 2009. La hausse des rendements d'exploitation, qui ont été plus élevés en juillet et en août dans le secteur Sables pétrolifères et, tout au long du trimestre, dans le secteur International et extracôtier, et un mois de production supplémentaire lié aux actifs de l'ancienne société Petro-Canada en 2010, ont contribué à cette hausse. Ces facteurs ont toutefois été contrebalancés par l'incidence sur la production des travaux de maintenance planifiés et non planifiés.

La production du secteur Sables pétrolifères (compte non tenu de la quote-part proportionnelle de la coentreprise Syncrude) s'est établie en moyenne à 306 600 barils par jour (b/j) au troisième trimestre de 2010, contre 305 300 b/j au troisième trimestre de 2009. La production du secteur Sables pétrolifères de juillet et d'août 2010, qui s'est élevée respectivement à 322 000 b/j et à 331 000 b/j, a été contrebalancée par la production de septembre, qui s'est établie en moyenne à 264 000 b/j. Les travaux de maintenance planifiés à l'une de nos deux usines de valorisation de sables pétrolifères en septembre et en octobre ont pesé sur la production au troisième trimestre de 2010.

« Ce trimestre est l'un des meilleurs qu'ait connus Suncor pour la production de sables pétrolifères, affirme Rick George, président et chef de la direction. D'avoir atteint de tels volumes tout en réalisant des travaux de maintenance majeurs prouve l'existence de bases solides qui assurent la production future. »

Les décaissements d'exploitation liés aux activités de Suncor dans le secteur Sables pétrolifères (compte non tenu de Syncrude) ont augmenté pour atteindre 33,60 \$ par baril au troisième trimestre de 2010, contre 32,25 \$ par baril au troisième trimestre de 2009. L'augmentation des décaissements d'exploitation par baril s'explique essentiellement par la constatation d'un mois additionnel de coûts liés aux actifs *in situ* de l'ancienne société Petro-Canada, compensée par une diminution de la consommation de gaz naturel au troisième trimestre de 2010.

La quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude s'est établie à 31 700 b/j environ au troisième trimestre de 2010, contre 24 800 b/j au troisième trimestre de 2009. Cette hausse est principalement attribuable à la constatation d'un mois de production additionnel par suite de la fusion.

Dans le secteur du gaz naturel, la production a atteint en moyenne 546 Mpi³e par jour au troisième trimestre de 2010, contre 581 Mpi³e par jour au troisième trimestre de 2009. Cette baisse est principalement attribuable à la diminution des volumes de production découlant de la cession d'actifs non essentiels au cours de l'exercice 2010, en partie compensée par un accroissement de la production par suite de la fusion.

La production du secteur International et extracôtier s'est chiffrée en moyenne à 206 200 bep/j au troisième trimestre de 2010, contre 104 900 bep/j au troisième trimestre de 2009. Cette hausse est essentiellement attribuable à la constatation d'un mois additionnel de production liée aux actifs de l'ancienne société Petro-Canada en 2010, à l'accroissement de la production à White Rose sur la Côte Est du Canada et à la nouvelle production du projet gazier d'Ebla en Syrie, dont la mise en service a eu lieu au deuxième trimestre de 2010. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les quotas qui ont nui à la production en Libye.

Les résultats du secteur du raffinage et de la commercialisation ont aussi bénéficié du mois supplémentaire d'activité après la fusion. Les ventes de produits raffinés ont totalisé en moyenne 88 900 mètres cubes par jour au troisième trimestre de 2010, contre 69 900 mètres cubes par jour au troisième trimestre de 2009.

Mise à jour sur la stratégie et les activités

Dans son entreprise de sables pétrolifères, Suncor poursuit les travaux de construction de la troisième phase d'agrandissement du projet *in situ* de sables pétrolifères de Firebag. Il est actuellement prévu que la production de pétrole débutera au deuxième trimestre de 2011. Les volumes de production augmenteront ensuite sur une période estimative de 18 à 24 mois pour atteindre la capacité de production prévue d'environ 62 500 b/j de bitume. Suncor poursuit également les travaux de la quatrième phase d'agrandissement de Firebag, qui devraient augmenter la capacité de production de 62 500 b/j de bitume de plus.

Dans le cadre des activités de Suncor sur la Côte Est du Canada, le forage de développement se poursuit dans la zone North Amethyst des extensions de White Rose, 11 puits devant être forés d'ici la fin de 2012. Le forage de développement de la première phase de mise en valeur du projet West White Rose a commencé en août, la première production de pétrole étant prévue pour le début de 2011. Le projet d'extension de la zone Hibernia South devrait entrer en production en 2011.

Suncor poursuit son projet de se départir d'un certain nombre d'actifs non essentiels et a conclu les opérations suivantes au troisième trimestre :

- Le 5 août 2010, la Société a conclu la vente précédemment annoncée des actifs de Trinité-et-Tobago, pour un produit net de 378 M\$ US.
- Le 13 août 2010, la Société a conclu la vente précédemment annoncée des actions de Petro-Canada Netherlands B.V., pour un produit net de 316 M€.
- Le 31 août 2010, la Société a conclu la vente précédemment annoncée de ses actifs de gaz naturel non essentiels situés dans la région centre-ouest de l'Alberta, connus sous les noms de Bearberry et de Ricinus, pour un produit net de 275 M\$.
- Le 8 septembre 2010, la Société a conclu un accord portant sur la vente de ses actifs extracôtiers non essentiels situés au Royaume-Uni, pour un produit brut de 240 M£. La vente devrait être conclue au premier trimestre de 2011 et est soumise aux conditions de clôture, aux ajustements de clôture du prix d'achat et aux approbations réglementaires et autres approbations habituelles pour des transactions de cette nature.
- Le 30 septembre 2010, la Société a conclu la vente précédemment annoncée de ses biens de gaz naturel non essentiels situés dans le sud de l'Alberta, connus sous le nom de Wildcat Hills, pour un produit net de 351 M\$.

À ce jour, Suncor a vendu ou a conclu des ententes pour vendre des actifs pour une contrepartie totale d'environ 3,5 milliards \$, avant les ajustements de clôture.

En septembre, Suncor a posé un jalon important dans le secteur, en devenant la première société du secteur des sables pétrolifères à achever une remise en état de la surface d'un bassin de résidus, une étape essentielle du retour à l'état naturel du bassin. Le site d'une superficie de 220 hectares est situé aux installations d'exploitation minière de Suncor au nord de Fort McMurray. Connu sous le nom de Wapisiw Lookout, ce bassin a été le premier bassin de stockage de résidus de sables pétrolifères de la Société, qui l'a mis en place au début de ses activités commerciales, en 1967.

Dans le cadre des activités d'énergie renouvelable de Suncor, le projet d'agrandissement de l'usine de production d'éthanol de St. Clair devrait être mené à bien en décembre 2010, selon le budget et l'échéancier établis. L'agrandissement devrait doubler la capacité de production actuelle, les carburants mélangés avec de l'éthanol produits permettant de compenser un volume supplémentaire de 300 000 tonnes de dioxyde de carbone (CO₂) par année. La construction du projet d'énergie éolienne de Wintering Hills se poursuit, les travaux devant être terminés d'ici la fin de 2011. Le projet de Wintering Hills devrait compenser un volume supplémentaire de 200 000 tonnes de CO₂ par année.

« La production d'énergie éolienne et de biocarburants représente un aspect important de la stratégie globale de Suncor pour réduire l'intensité des émissions de carbone dans l'ensemble de son portefeuille d'actifs énergétiques, explique M. George. Nous sommes convaincus qu'investir dans des sources d'énergie renouvelable tout en maintenant nos investissements visant à réduire l'impact environnemental des sources d'énergie existantes est la meilleure façon d'assurer un juste équilibre entre les intérêts économiques et les intérêts environnementaux. »

Au troisième trimestre, Suncor a amorcé la mise en œuvre commerciale d'une nouvelle technologie de gestion des résidus, appelée TRO™ (Opérations de réduction des résidus), dans ses activités minières existantes. Les dépenses en immobilisations pour la mise en œuvre à grande échelle du processus TRO_{MC} demeurent assujetties à l'approbation du conseil d'administration. Cette technologie pourrait permettre de réduire de plusieurs décennies le délai de restauration des résidus et le délai de remise en état des habitats naturels des sites de sables pétrolifères.

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 de façon importante des objectifs présentés. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment à ces perspectives.

Les perspectives de 2010 présentées ci-dessous ont été révisées à partir des perspectives publiées par la direction le 29 juillet 2010. Les principales révisions sont les suivantes :

- Les perspectives relatives au prix obtenu pour les ventes prévues de pétrole brut ont été révisées, le prix par baril, d'abord établi au prix du West Texas Intermediate (WTI) moins 7,00 \$ à 8,00 \$ à Cushing, ayant été ramené au WTI moins 9,75 \$ à 10,75 \$ à Cushing. Cette diminution s'explique par la composition des produits, dont la proportion de brut synthétique sulfureux et de bitume a augmenté par suite d'une interruption de l'unité d'hydrogénation de sables pétrolifères et de perturbations du service de transport par pipeline d'Enbridge, lesquels ont restreint la capacité d'exportation de produits de pétrole brut en provenance de l'ouest du Canada et nuï aux prix obtenus pour le brut synthétique sulfureux et le bitume;
- Les perspectives relatives aux décaissements d'exploitation du secteur Sables pétrolifères, établis en moyenne à entre 38 \$ et 42 \$ par baril, ont été ramenées à entre 38 \$ et 40 \$, en raison surtout du rendement à ce jour;
- Les perspectives de production du secteur Gaz naturel se rapportant aux cessions planifiées non réalisées ont été ramenées de 140 Mpi³e à néant par jour par suite de la vente des biens de Ricinus/Bearberry/Wildcat Hills au troisième trimestre de 2010. Bien que le secteur Gaz naturel ait achevé la mise en œuvre de son programme de cessions d'actifs annoncé précédemment et qu'aucune autre cession n'aura d'incidence sur les perspectives de production de 2010, le secteur examine la possibilité de se départir d'autres actifs, sous réserve de l'approbation du conseil d'administration, dans le cadre de l'alignement stratégique;
- Les perspectives de production de la Côte Est du Canada sont passées de 65 000 b/j (+/-5 %) à 70 000 b/j (+/-5 %), en raison essentiellement de l'accroissement du rendement à ce jour;
- Les perspectives de production du secteur International ont été ramenées de 133 000 b/j (+/-5 %) à 110 000 b/j (+/-5 %) par suite de la cession des actifs de Trinité-et-Tobago et des actions de Petro-Canada Netherlands B.V. au troisième trimestre de 2010. Les perspectives de production se rapportant aux cessions planifiées non réalisées ont été ramenées de 40 000 b/j à 16 000 b/j en raison aussi des cessions réalisées au troisième trimestre de 2010.

Ces changements ont eu une incidence sur les perspectives de production totale qui ont été rajustées à 590 000 bep par jour (+/-5 %) par rapport à 610 000 bep par jour (+/-5 %) et sur les perspectives de production totale liée aux cessions planifiées non réalisées qui ont été rajustées à 16 000 bep par jour par rapport à 63 000 bep par jour.

	Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, chiffres réels	Prévisions pour l'ensemble de l'exercice 2010
Production réelle (en bep par jour) – avant les cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	611 800	590 000 (+/-5 %)
Production réelle (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	s.o.	16 000
Sables pétrolifères⁽²⁾		
Production (b/j)	268 600	280 000 (+/-5 %)
Ventes		
Diesel	9 %	8 %
Peu sulfureux	30 %	32 %
Sulfureux	48 %	50 %
Bitume	13 %	10 %
Prix obtenus pour les ventes prévues de pétrole brut ⁽³⁾	WTI à Cushing moins 9,54 \$ CA par baril	WTI à Cushing moins 9,75 \$ CA à 10,75 \$ CA par baril
Décassements d'exploitation ⁽⁴⁾	39,70 \$ par baril	38 \$ à 40 \$ par baril
Production de Syncrude (b/j)	34 300	36 000 (+/-5 %)
Gaz naturel		
Production (Mpi ³ e par jour) – avant les cessions planifiées non réalisées ⁽⁵⁾	621	560 (+/-5 %)
Production (Mpi ³ e par jour) – liée aux cessions planifiées non réalisées	s.o.	s.o.
Gaz naturel	90 %	91 %
Pétrole brut et liquide	10 %	9 %
Côte Est du Canada		
Production (b/j)	70 400	70 000 (+/-5 %)
International		
Production (en bep par jour) – avant les cessions planifiées non réalisés ⁽¹⁾	135 000	110 000 (+/-5 %)
Production (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	s.o.	16 000
Pétrole brut et liquide ⁽⁶⁾	82 %	87 %
Gaz naturel ⁽⁶⁾	18 %	13 %

(1) Le moment où les cessions planifiées ont lieu peut influencer sur les résultats de production réels.

(2) Exclut la quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude.

(3) Exclut l'incidence des activités de couverture.

(4) Le montant estimatif des décaissements d'exploitation (compte non tenu de Syncrude) est calculé selon les hypothèses suivantes : i) volumes de production et composition des ventes comme ils sont présentés dans le tableau ci-dessus et ii) un prix moyen du gaz naturel de 5,28 \$ le Kpi³ au carrefour AECO.

(5) Les prévisions du secteur Gaz naturel pour l'ensemble de l'exercice 2010 sont moins élevées que la production réelle depuis le début de l'exercice en raison des cessions d'actifs réalisées en 2010 mentionnées précédemment.

Les perspectives sont fondées sur les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor pour l'exercice 2010 et sont susceptibles d'être modifiées. Les hypothèses se fondent sur l'expérience de la direction et sa compréhension des tendances historiques, des conditions actuelles, des événements futurs prévus et d'autres facteurs jugés pertinents. Les hypothèses posées pour établir les perspectives du secteur Sables pétrolifères pour l'ensemble de l'exercice 2010 comprennent les projets visant à améliorer la fiabilité et accroître l'efficacité des activités qui, selon nous, devraient réduire au minimum les travaux de maintenance non planifiés en 2010. Les hypothèses posées pour établir les perspectives du secteur Gaz naturel, Côte Est du Canada et International pour l'ensemble de l'exercice 2010 comprennent le rendement des réservoirs, les résultats de forage, la fiabilité des installations, les changements des quotas de production et l'exécution réussie des travaux de maintenance prévus.

Facteurs de risque influant sur le rendement

Les facteurs pouvant influencer sur les résultats d'exploitation de Suncor en 2010 comprennent notamment :

- l'approvisionnement en bitume. La 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* peuvent avoir une incidence sur l'atteinte des niveaux de production cibles en 2010.
- le rendement des installations récemment mises en service. Les taux de production durant la période de rodage initiale du matériel sont difficiles à prévoir et peuvent 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 à l'un de nos actifs d'exploitation minière, de production, de valorisation, de raffinage, de transport par pipeline ou d'exploitation extracôtière.
- les révisions planifiées. Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des révisions planifiées ne sont pas exécutées de façon adéquate.
- les cessions planifiées. Une incapacité de notre part de conclure les ventes d'actifs planifiées pourrait avoir une incidence sur nos plans de gestion de la dette et notre programme de dépenses en immobilisations.
- les prix des marchandises. Des diminutions importantes du prix du gaz naturel sont susceptibles d'entraîner l'interruption 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 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.

Mise en garde – renseignements de nature prospective

Certaines informations contenues dans ce communiqué constituent des « énoncés prospectifs » au sens attribué à ce terme par le United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995 et des « informations prospectives » au sens attribué à ce terme par les lois canadiennes applicables régissant les valeurs mobilières (collectivement, les « informations prospectives »). Toutes les informations prospectives sont fondées sur les attentes, estimations, projections, croyances et hypothèses actuelles de Suncor, qui s'appuient sur les renseignements disponibles au moment où les informations sont fournies et qui tiennent compte de l'expérience de Suncor et de sa perception des tendances historiques.

On peut reconnaître certaines des informations prospectives à des expressions comme « devrait », « prévoit », « planifier », et à d'autres expressions similaires. En outre, toutes les autres informations qui expriment des attentes ou des projections au sujet de l'avenir, y compris les informations sur notre stratégie de croissance, les coûts, les échéanciers, les volumes de production, les résultats opérationnels et financiers et l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des informations prospectives. Les énoncés de nature prospective contenues dans ce communiqué comprennent des références :

- à la troisième phase d'agrandissement prévu du projet Firebag, incluant l'anticipation d'une entrée en service au deuxième trimestre de 2011, avec des volumes de production qui augmenteront sur une période estimative de 18 à 24 mois pour atteindre la capacité de production prévue d'environ 62 500 barils de bitume par jour;
- à la quatrième phase d'agrandissement prévu du projet Firebag, incluant l'anticipation d'une production additionnelle de 62 500 barils de bitume par jour de capacité de production;
- aux programmes de forage de développement et à la production anticipée de l'extension White Rose, incluant l'anticipation que le forage de développement de la portion North Amethyst produira 11 puits au total et se poursuivra jusque tard en 2012 et de la mise en production du développement West White Rose, prévue pour le début de 2011;
- à l'entrée en production prévue de l'extension Hibernia South en 2011;
- à la capacité de Suncor et de l'acheteur de satisfaire aux conditions de clôture, au moment prévu de la clôture et à la contrepartie à recevoir relativement à certains actifs extracôtiers de Suncor au R.-U.;
- à l'agrandissement prévu de l'usine d'éthanol de St. Clair de Suncor, incluant l'échéancier (doit être terminé tel que prévu d'ici décembre 2010), le budget et l'anticipation que le projet permettra de doubler la capacité de production actuelle et que les carburants à l'éthanol compenseront 300 000 tonnes de dioxyde de carbone additionnelles par année;
- au projet de parc éolien Wintering Hills, incluant l'anticipation que le projet pourra générer suffisamment d'électricité pour compenser 200 000 tonnes de dioxyde de carbone par année;
- à la technologie TRO, incluant l'anticipation que la technologie possède la capacité de réduire le délai de remise en état des bassins de résidus de plusieurs décennies et d'accélérer la remise à l'état naturel des installations minières des sables pétrolifères; et
- aux objectifs de la direction pour 2010 dans certains secteurs clés de la Société.

Les informations prospectives ne sont pas des garanties de la performance future et impliquent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux dont doivent tenir compte les autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres qui sont uniques à notre Société. Les résultats réels de Suncor pourraient différer sensiblement de ceux qui sont exprimés ou sous-entendus par les informations prospectives et le lecteur est prévenu de ne pas leur accorder une confiance indue.

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 nos zones d'exploitation (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, 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 qui 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, 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; le risque de ne pas réaliser les synergies ou les économies de coûts prévues; les risques liés à l'intégration des deux entreprises par suite de la fusion et l'évaluation inexacte des valeurs de Petro-Canada. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Le communiqué sur les résultats, le rapport trimestriel, le rapport de gestion de Suncor pour le troisième trimestre de 2010, ainsi que la dernière notice annuelle déposée par Suncor sur formulaire 40-F, 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.

Suncor Énergie Inc. est la plus importante société énergétique du Canada. Les activités de Suncor sont reliées notamment au développement et à la valorisation des sables pétrolifères, à la production pétrolière et gazière classique et extracôtère, 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.

Pour plus d'information concernant le processus de gestion des résidus TRO, les projets d'éoliennes et d'autres aspects de la performance environnementale, économique et sociale de Suncor, veuillez consulter notre rapport 2010 sur le développement durable à l'adresse www.suncor.com/sustainability.

Le rapport complet du troisième 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/financialreporting 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 : Helen Kelly 403-296-6557

Demandes des médias : 403-920-8332