

POUR PUBLICATION IMMÉDIATE**Suncor Énergie annonce ses résultats financiers pour le premier 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, voir Mesures financières non définies par les PCGR aux pages 33 à 35 de notre rapport aux actionnaires pour l'exercice terminé le 31 mars 2010. 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. À ce titre, les résultats pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 reflètent les résultats de la société Suncor post-fusion et les chiffres comparatifs pour les trimestres terminés le 31 mars 2009, reflètent seulement les résultats de l'ancienne société Suncor avant la fusion.

Calgary (Alberta), le 4 mai 2010 – Suncor Énergie Inc. a annoncé aujourd'hui un bénéfice net de 716 millions \$ (0,46 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2010, comparativement à une perte nette de 189 millions \$ (0,20 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2009. Le bénéfice d'exploitation du premier trimestre de 2010 s'est élevé à 287 millions \$ (0,18 \$ par action ordinaire), comparativement à 380 millions \$ (0,41 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2009.

La réduction du bénéfice d'exploitation est principalement attribuable à la baisse des volumes de production à nos installations des sables pétrolifères découlant de l'impact de deux incendies survenus aux usines de valorisation. Ceci a été contrebalancé en partie par une capacité de production accrue par la suite de la fusion avec Petro-Canada. La Société a également pu tirer parti des prix de référence plus élevés du pétrole brut au cours du trimestre qui ont été partiellement contrebalancés par la force du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont atteint 1,124 milliard \$ (0,72 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2010, par rapport à 801 millions \$ (0,86 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2009. La hausse des flux de trésorerie liés à l'exploitation est principalement attribuable aux volumes accrus enregistrés à la suite de la fusion.

La production d'amont totale de Suncor durant le premier trimestre de 2010 s'est chiffrée en moyenne à 564 600 barils équivalent pétrole (bep) par jour, comparativement à 314 500 bep par jour durant le premier trimestre de 2009. Le premier trimestre de 2010 reflète les résultats de volumes de production d'amont supplémentaires liés à la fusion avec Petro-Canada qui n'avaient pas été comptabilisés dans les volumes du premier trimestre de 2009.

La production du secteur Sables pétrolifères (en excluant la quote-part proportionnelle dans la coentreprise Syncrude) a représenté en moyenne 202 300 barils par jour au premier trimestre de 2010, comparativement à 278 000 barils par jour au premier trimestre de 2009. La production a été touchée négativement durant le premier trimestre de 2010 par des arrêts de maintenance non planifiés à la suite d'incendies survenus aux usines de valorisation en décembre 2009 et en février 2010. Les

réparations ont été effectuées et les installations de valorisation des sables pétrolifères ont repris depuis leur rythme de production.

« Bien que le début de l'année ait été un peu plus lent que prévu en raison de contre-performances dans le secteur Sables pétrolifères, les autres secteurs de la Société ont obtenu de bons résultats et la production tirée des sables pétrolifères a repris à son rythme habituel, souligne Rick George, président et chef de la direction. Avec la reprise des activités aux deux usines de valorisation, nous avons atteint une production moyenne dans le secteur Sables pétrolifères d'environ 333 000 barils par jour en avril – un mois record à ce jour. »

Les charges d'exploitation décaissées liées aux activités de notre secteur Sables pétrolifères (en excluant Syncrude) ont atteint 54,85 \$ par baril durant le premier trimestre de 2010, comparativement à 33,70 \$ par baril durant le premier trimestre de 2009. La hausse des charges d'exploitation décaissées par baril a été principalement attribuable à des niveaux de production plus bas.

La quote-part proportionnelle de Suncor dans la production de la coentreprise Syncrude a représenté en moyenne une production de 32 300 barils par jour durant le premier trimestre de 2010.

La production du secteur Gaz naturel a atteint en moyenne 733 millions de pieds cubes (Mpi³) équivalent gaz par jour durant le premier trimestre de 2010, comparativement à 219 Mpi³ équivalent gaz par jour durant le premier trimestre de 2009, surtout en raison de l'ajout des actifs de gaz naturel de Petro-Canada.

La production du secteur International et extracôtier a représenté en moyenne 207 800 barils équivalent pétrole par jour durant le premier trimestre de 2010. Bien que la production ait été touchée négativement par des interruptions mineures non planifiées aux installations de la Société en mer du Nord et par des limites de production imposées par des quotas en Libye, tous les actifs de la Côte Est du Canada ont dépassé les attentes de la direction en matière de production durant ce trimestre.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés provenant du segment Raffinage et commercialisation se sont chiffrées en moyenne à 82 200 mètres cubes par jour durant le premier trimestre de 2010, comparativement à 31 400 mètres cubes par jour liés aux activités de l'ancienne société Suncor durant le premier trimestre de 2009, ce qui reflète la fusion avec Petro-Canada. Le bénéfice d'exploitation s'est accru par rapport à celui de la même période l'an dernier, surtout en raison des volumes accrus par la suite de la fusion, malgré une baisse généralisée des marges de raffinage.

État des initiatives de croissance

La construction a été réalisée en deçà du délai et du budget prévus dans le cadre du projet gazier Ebla de 1,2 milliard \$ dans le centre de la Syrie. La production tirée du projet gazier Ebla a été reliée au réseau gazier syrien en mars 2010 et la mise en production commerciale a eu lieu le 19 avril 2010 à la suite de la période de production d'essai réussie. Les installations ont une capacité de production prévue d'environ 80 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel en plus des volumes de gaz de pétrole liquéfié et de condensats connexes.

La construction s'est poursuivie dans le cadre de la troisième phase du projet à l'installation de sables pétrolifères *in situ* Firebag. Le projet d'agrandissement prévu de 3,6 milliards \$ devrait entrer en production au cours du deuxième trimestre de 2011 et les volumes devraient augmenter ensuite graduellement sur une période d'environ 18 mois jusqu'à la capacité nominale d'environ 62 500 barils de bitume par jour.

En mars, l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta a approuvé la demande de Suncor concernant la mise en valeur de trois phases supplémentaires de son projet Firebag. Les phases quatre, cinq et six de Firebag ont chacune une capacité de production prévue d'environ 62 500 barils par jour. Les activités d'ingénierie et de planification liées à la phase quatre de Firebag se sont poursuivies au cours du premier trimestre. La mise en production devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2012.

« L'obtention des approbations réglementaires pour les phases quatre à six de Firebag permet d'ajouter un élément additionnel à un portefeuille de projets de croissance déjà bien garni, explique Rick George. Nous poursuivrons la révision de ce portefeuille et prévoyons annoncer les grandes lignes des prochaines étapes de notre stratégie de croissance d'ici la fin de l'exercice. »

En plus des travaux d'agrandissement menés dans le cadre du projet Firebag, d'autres travaux sont en cours afin de procéder à l'agrandissement du champ White Rose de la Côte Est du Canada (dans lequel Suncor détient une participation de 26,125 %); à l'agrandissement de l'usine d'éthanol St. Clair de la Société et à la construction d'une unité de naphta conçue pour accroître la valeur des combinaisons de produits des Sables pétrolifères de la Société.

« Nous avons confirmé notre objectif de 1 milliard \$ par année en matière d'économies en capital grâce à un meilleur alignement et une meilleure coordination de nos projets, au nombre accru de projets de haute qualité disponibles et des économies réalisées suite au regroupement de nos deux entreprises », a souligné Rick George.

Dans le cadre de son alignement commercial stratégique, Suncor est allée de l'avant avec ses projets pour se départir de certains actifs non essentiels. À ce jour, Suncor dispose d'ententes, ou a conclu des ententes, visant à se départir d'actifs totalisant environ 1,5 milliard \$.

- Le 1^{er} mars 2010, Suncor a conclu la vente de la presque totalité de ses actifs d'amont dans les Rocheuses américaines pour un produit net de 481 millions \$ US. Les actifs d'amont non réalisés situés dans les Rocheuses américaines ont été vendus peu de temps après.
- Le 31 mars 2010, la Société a conclu la vente d'autres actifs de gaz naturel non essentiels situés dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et connus sous le nom de Jedney/Blueberry, pour un produit net de 383 millions \$.
- Le 24 mars 2010, la Société a signé un accord pour vendre certains actifs de gaz naturel situés dans le centre de l'Alberta, connus sous le nom de Rosevear et Pine Creek. La vente, dont le produit est 235 millions \$, devrait être finalisée au cours du deuxième trimestre de 2010.
- Le 25 février 2010, la Société a signé un accord pour vendre tous ses actifs situés à Trinité-et-Tobago. La vente, dont le produit est de 380 millions \$ US, devrait être finalisée au cours du deuxième trimestre de 2010.

Les cessions proposées non réalisées comprennent certains actifs de gaz naturel situés dans l'Ouest du Canada et des actifs non essentiels situés en mer du Nord, incluant tous les actifs aux Pays-Bas. Bien que l'échéancier pour la vente d'actifs demeure flexible, Suncor s'attend à ce que la majeure partie des ventes non réalisées soient conclues au cours de 2010. Le produit de ces ventes, et des ventes antérieures, devrait servir à réduire la dette de la Société.

« Que ce soit au chapitre du repositionnement de nos actifs de base et de la réduction de la dette ou de la réalisation des synergies et de l'alignement des processus et des plateformes dans l'ensemble de la Société, l'intégration de la fusion se déroule conformément au plan », a indiqué Rick George.

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 sont avertis de ne pas se fier indûment à ces perspectives.

Les perspectives opérationnelles suivantes ont été révisées conformément aux perspectives opérationnelles publiées par la direction le 2 février 2010. Les révisions portent principalement sur les éléments suivants :

- les perspectives de production du secteur Sables pétrolifères ont été rajustées à 280 000 barils par jour (+/-5 %) par rapport à 300 000 barils par jour (+/-5 %), surtout en raison des deux incendies survenus aux usines de valorisation en décembre 2009 et en février 2010, ce qui a également eu un impact sur la combinaison des ventes de produits, les prix réalisés et les charges d'exploitation décaissées;
- les perspectives de production du secteur Gaz naturel avant les cessions planifiées non réalisées ont été rajustées à 580 Mpi³ équivalent gaz par jour (+/-5 %) par rapport à 680 Mpi³ équivalent gaz par jour (+/-5 %), en raison des cessions réalisées dans les Rocheuses américaines et dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique durant le premier trimestre de 2010, ce qui a également modifié à la baisse les perspectives de production liée aux cessions planifiées;
- les perspectives de production de la Côte Est du Canada ont été rajustées à 60 000 barils par jour (+/-5 %) par rapport à 55 000 barils par jour (+/-5 %), surtout en raison du rendement observé à ce jour;
- les perspectives de production du secteur International ont été rajustées à 133 000 barils équivalent pétrole par jour (+/- 5 %) par rapport à 138 000 barils équivalent pétrole par jour (+/-5 %) en raison du rendement observé à ce jour; et
- les perspectives de production du secteur International liée aux cessions planifiées ont été rajustées de 25 000 barils équivalent pétrole par jour à 40 000 barils équivalent pétrole par jour (+/-5 %) surtout en raison d'une décision prise au cours du premier trimestre de 2010 portant sur la vente d'actifs additionnels situés en mer du Nord.

Ces changements ont également eu une incidence sur les perspectives de production totale qui ont été rajustées à 608 000 barils équivalent pétrole par jour (+/-5 %) par rapport à 644 000 barils équivalent pétrole par jour (+/-5 %) et sur les perspectives de production totale liée aux cessions planifiées non réalisées qui ont été rajustées à 70 000 barils équivalent pétrole par jour par rapport à 75 000 barils équivalent pétrole par jour.

	Résultats réels pour le trimestre terminé le 31 mars 2010	Prévisions pour l'ensemble de l'exercice 2010
Production totale (en bep par jour) – avant les cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	564 600	608 000 (+/-5 %)
Production totale (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	s.o.	70 000
Sables pétrolifères ⁽²⁾		
Production (en barils par jour)	202 300	280 000 (+/-5 %)
Ventes ⁽³⁾		
Diesel	7 %	9 %
Peu sulfureux	31 %	36 %
Sulfureux	41 %	46 %
Bitume	21 %	9 %
Réalisation sur l'ensemble des ventes de pétrole ⁽³⁾⁽⁴⁾	WTI à Cushing moins 8,86 \$ CA par baril	WTI à Cushing moins 7,00 \$ CA à 8,00 \$ CA par baril
Charges d'exploitation décaissées ⁽⁵⁾	54,85 \$ par baril	38 \$ à 42 \$ par baril
Production de Syncrude (en barils par jour)	32 300	38 000 (+/-5 %)
Gaz naturel		
Production ⁽⁶⁾ (en Mpi ³ équivalent gaz par jour) – avant les cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	733	580 (+/-5 %)
Production ⁽⁶⁾ (en Mpi ³ équivalent gaz par jour) – liée aux cessions planifiées non réalisées ⁽¹⁾	s.o.	180
Gaz naturel	89 %	91 %
Pétrole brut et liquides	11 %	9 %
Côte Est du Canada		
Production (en barils par jour)	74 600	60 000 (+/-5 %)
International		
Production (en bep par jour) – avant les cessions planifiées ⁽¹⁾	133 200	133 000 (+/-5 %)
Production (en bep par jour) – liée aux cessions planifiées ⁽¹⁾	s.o.	40 000
Pétrole brut et liquides ⁽¹⁾	85 %	84 %
Gaz naturel ⁽⁷⁾	15 %	16 %

(1) Les résultats de production réels seront touchés en fonction du moment où les cessions planifiées auront lieu. Les cessions planifiées comprises dans ce tableau des perspectives ne sont pas directement comparables aux activités abandonnées présentées dans les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de la Société du 31 mars 2010, étant donné que certains actifs ciblés pour la vente n'ont pas répondu aux critères afin de se qualifier comme activités abandonnées, conformément aux PCGR.

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

(3) Compte tenu des résultats du premier trimestre et des prévisions pour le reste de l'exercice, les perspectives pour la composition des ventes et la réalisation sur l'ensemble des ventes de pétrole brut ont été révisées. Les perspectives pour 2010 fournies dans notre rapport aux actionnaires pour le quatrième trimestre de 2009 étaient diesel – 8 %, peu sulfureux – 39 %, sulfureux – 46 % et bitume – 7 %. La réalisation initiale sur l'ensemble des ventes de pétrole brut était WTI à Cushing moins 4,75 \$ CA à 5,75 \$ CA par baril.

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

- (5) Les estimations des charges d'exploitation décaissées (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 qui précède; et (ii) prix du gaz naturel de 5,00 \$ le gigajoule (5,28 \$ le Kpi³) au carrefour AECO.
- (6) 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.
- (7) Compte tenu des résultats du premier trimestre et des prévisions pour le reste de l'exercice, les perspectives pour la composition des ventes du secteur International ont été révisées. Les perspectives pour 2010 fournies dans notre rapport aux actionnaires pour le quatrième trimestre de 2009 étaient pétrole brut et liquides de gaz naturel – 87 % et gaz naturel – 13 %.

Ces perspectives sont basées sur les estimations, projections et hypothèses actuelles à l'égard 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 hypothèses en ce qui concerne les perspectives des secteurs Gaz naturel, International et Côte Est du Canada pour l'ensemble de 2010 comprennent le rendement des gisements, les résultats de forage, la fiabilité des installations, les modifications des quotas de production et l'exécution réussie des révisions planifiées.

Facteurs de risque influant sur le rendement

Les facteurs pouvant influencer sur les résultats d'exploitation et les résultats financiers de Suncor en 2010 comprennent notamment, sans s'y limiter :

- 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 des prix de gros 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 sont soumis à divers risques de nature politique, économique et socio-économique. Les activités de Suncor en Libye peuvent être restreintes par des quotas de production.

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.

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, 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 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 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 prospectifs et le lecteur est donc averti 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.

Les risques, incertitudes et autres facteurs qui pourraient toucher les résultats réels comprennent, entre autres, l'instabilité du marché qui affecte les capacités 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 ratio approprié de 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 réussie en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; l'exécution efficace de 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; les risques politiques, économiques et socio-économiques associés aux activités à l'étranger (incluant les quotas de production de l'OPEP); 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 suite à la fusion et l'évaluation inexacte des valeurs de l'autre entité. Ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque sont examinés plus en détail tout au long de notre rapport aux actionnaires pour l'exercice terminé le 31 mars 2010 et dans la notice annuelle ou le formulaire 40-F de Suncor déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada à www.sedar.com et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis à 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 organismes de réglementation des 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 premier 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 premier trimestre de Suncor, visitez le www.suncor.com/webcasts.

Demandes des investisseurs : Helen Chan 403-693-2048
Demandes des médias : 403-920-8332