

## POUR PUBLICATION IMMÉDIATE

### Résultats du quatrième trimestre 2014 de Suncor Énergie

*À moins d'indication contraire, toute l'information financière est non auditée, est présentée en dollars canadiens (\$ CA) et a été établie conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») et plus précisément à la Norme comptable internationale 34, « Information financière intermédiaire » (« IAS 34 »), telle qu'elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board. Les volumes de production sont présentés avant redevances en fonction de la participation directe, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières auxquelles il est fait référence dans le présent document (résultat opérationnel, flux de trésorerie opérationnels, charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, rendement du capital investi (RCI) et flux de trésorerie disponibles) n'ont pas de définition normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Se reporter à la section Mesures financières hors PCGR du présent communiqué. Les références aux activités, à la production et aux charges opérationnelles décaissées des activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.*

**Calgary (Alberta), le 4 février 2015** – « Suncor a solidifié son bilan en prévision d'une baisse des prix du brut, a déclaré le président et chef de la direction, Steve Williams. L'accent que nous avons mis sur la gestion rigoureuse des dépenses a été un élément déterminant de notre santé financière. Récemment, nous avons clos l'exercice 2014 en enregistrant des dépenses en immobilisations inférieures de 300 M\$ à nos prévisions, lesquelles avaient été ramenées à 6,8 G\$ précédemment, puis nous avons annoncé une réduction de 1 G\$ de notre programme d'immobilisations pour 2015 en réponse au contexte de baisse des prix du pétrole brut. Nous avons démontré notre capacité de dépenser à la mesure de nos moyens et prévoyons continuer de le faire pendant cette période de baisse des prix. »

- Résultat opérationnel de 386 M\$ (0,27 \$ par action ordinaire) et bénéfice net de 84 M\$ (0,06 \$ par action ordinaire).
- Flux de trésorerie opérationnels de 1,492 G\$ (1,03 \$ par action ordinaire).
- Maintien de la rigueur opérationnelle et à la gestion des coûts qui a permis au secteur Sables pétrolifères de réduire ses charges d'exploitation décaissées par baril à 34,45 \$ pour le trimestre, comparativement à 36,85 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Production record à Firebag au quatrième trimestre, avec des niveaux de production supérieurs à la capacité nominale de 180 000 barils par jour (b/j).
- Début de la production de pétrole au projet Golden Eagle, dans la portion britannique de la mer du Nord, qui devrait s'accroître pour atteindre son taux de production optimal d'environ 18 000 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) nets en 2015.
- Réduction de 1 G\$ des dépenses en immobilisations prévues pour 2015, qui se situent maintenant entre 6,2 G\$ et 6,8 G\$, en plus de cibles de réduction des charges d'exploitation en réponse au contexte de baisse des prix du pétrole brut.

- Émission de 750 M\$ de titres d'emprunt libellés en dollars américains et de 750 M\$ libellés en dollars canadiens qui améliore davantage la liquidité de la société et place Suncor dans une position plus avantageuse pour faire face à la baisse des prix.

## Résultats financiers

Pour le quatrième trimestre de 2014, Suncor Énergie Inc. a enregistré un résultat opérationnel de 386 M\$ (0,27 \$ par action ordinaire) et des flux de trésorerie opérationnels de 1,492 G\$ (1,03 \$ par action ordinaire), contre 973 M\$ (0,66 \$ par action ordinaire) et 2,350 G\$ (1,58 \$ par action ordinaire), respectivement, pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le contexte actuel de baisse importante des prix du pétrole brut. Les faits saillants des résultats du quatrième trimestre comprennent une production record à Firebag et une forte utilisation des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation, malgré les travaux de maintenance planifiés. La diminution du résultat opérationnel et des flux de trésorerie opérationnels par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent est attribuable à la baisse importante des cours de référence en amont et à un contexte commercial moins favorable en aval, contrebalancés en partie par des taux de change favorables. La diminution est également attribuable à une baisse des volumes de production dans le secteur Sables pétrolifères – Activités de base, contrebalancée en partie par une augmentation de la production *in situ* dans le secteur Sables pétrolifères, une augmentation de la production dans le secteur Exploration et production découlant en partie de l'accroissement temporaire de la production en Libye, qui avait été pratiquement interrompue à la fin du quatrième trimestre, ainsi que le recouvrement dans la rémunération fondée sur des actions.

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2014, les flux de trésorerie disponibles ont diminué à 2,097 G\$, contre 2,635 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2013.

Le bénéfice net s'est établi à 84 M\$ (0,06 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2014, en comparaison d'un bénéfice net de 443 M\$ (0,30 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2014 reflète les facteurs ayant eu une incidence sur le résultat opérationnel décrits précédemment et tient également compte de l'incidence d'une perte de change après impôt de 302 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, comparativement à 259 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En comparaison, le bénéfice net du quatrième trimestre de 2013 tient compte d'une perte de valeur après impôt, déduction faite des provisions connexes, de 340 M\$ sur les actifs du secteur Exploration et production et d'un produit après impôt de 69 M\$ lié à la décision d'abandonner le projet de l'usine de valorisation Voyageur.

## Résultat opérationnel

La production totale en amont de Suncor est restée stable à 557 600 bep/j au quatrième trimestre de 2014, par rapport à 558 100 bep/j enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation des travaux de maintenance dans le secteur Sables pétrolifères ayant été contrebalancée par une hausse des volumes de production dans le secteur Exploration et production.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 384 200 b/j au quatrième trimestre de 2014, en baisse par rapport à 409 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement en raison de travaux de maintenance non planifiés à l'usine de valorisation 2, contrebalancés en partie par une production record de 182 200 b/j à Firebag.

Au quatrième trimestre de 2014, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir en moyenne à 34,45 \$/b, comparativement à 36,85 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique par une baisse des charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières et aux activités de maintenance,

partiellement contrebalancée par la hausse du prix des intrants de gaz naturel par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

« La priorité que nous accordons de façon soutenue à la gestion des coûts donne des résultats. Nous avons réduit les charges d'exploitation décaissées par baril à 34,45 \$ au quatrième trimestre de 2014 malgré la hausse du coût des intrants de gaz naturel », a précisé M. Williams. « Nous poursuivrons nos stratégies de gestion des coûts et, comme le reflètent nos prévisions pour 2015, nous anticipons d'autres baisses des charges d'exploitation décaissées par baril dans le secteur Sables pétrolifères. »

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a diminué, passant de 36 900 b/j au quatrième trimestre de 2013 à 35 100 b/j au quatrième trimestre de 2014, principalement en raison de travaux de maintenance non planifiés.

Les volumes de production du secteur Exploration et production ont augmenté, passant de 111 600 bep/j au quatrième trimestre de 2013 à 138 300 bep/j au quatrième trimestre de 2014. Cette augmentation est principalement attribuable à la production temporaire en Libye, ainsi qu'à Terra Nova par suite des travaux de maintenance hors station d'une durée de 10 semaines menés au quatrième trimestre de 2013. La production en Libye a repris momentanément au cours du quatrième trimestre, mais un regain d'agitation politique en décembre a poussé la National Oil Company de Libye à déclarer un état de force majeure touchant les exportations de pétrole provenant de deux terminaux. Ainsi, la Société avait pratiquement cessé ses activités à la fin du quatrième trimestre. Le moment d'un retour à des niveaux de production normaux demeure incertain.

Au cours du quatrième trimestre de 2014, le secteur Raffinage et commercialisation a achevé des travaux de maintenance planifiés aux raffineries de Montréal, de Sarnia et d'Edmonton. Le taux d'utilisation moyen des raffineries est demeuré élevé à 95 % malgré les travaux de maintenance réalisés au cours du quatrième trimestre, comparativement à 91 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Des rénovations de l'unité d'hydrocraquage de la raffinerie de Montréal ont également été achevées au cours du trimestre, ce qui devrait améliorer le rendement global de la raffinerie.

### **Mise à jour concernant notre stratégie**

La baisse actuelle des prix du pétrole brut souligne l'importance de mettre l'accent sur la gestion rigoureuse des dépenses, l'excellence opérationnelle et la croissance rentable à long terme. La Société a révisé à la baisse ses prévisions pour 2015 en retranchant 1 G\$ de son programme de dépenses en immobilisations, qui représente maintenant de 6,2 G\$ à 6,8 G\$, en plus de prévoir réduire ses charges d'exploitation de 600 M\$ à 800 M\$ sur deux ans. Par conséquent, Suncor reportera certains projets qui n'ont pas encore été autorisés, sans incidence sur les projets essentiels à la performance de la Société sur le plan de la sécurité, de la fiabilité et de l'environnement. Grâce à l'excellent bilan de Suncor, la Société est en bonne position pour aller de l'avant comme prévu avec les projets Fort Hills et Hebron, ce qui lui permettra de tirer profit du contexte économique actuel. Ces projets devraient produire leurs premiers barils de pétrole en 2017.

« Notre engagement envers la gestion rigoureuse des dépenses nous a placés dans une position favorable pour faire face à la baisse des prix », a souligné M. Williams. « Ces efforts nous permettront également de continuer de faire avancer des projets de croissance à long terme, comme Fort Hills et Hebron. »

Au quatrième trimestre de 2014, Suncor a continué d'offrir de la valeur à ses actionnaires en versant des dividendes de 405 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire) et en rachetant des actions pour 493 M\$. D'autres rachats prévus ont été suspendus compte tenu du contexte de baisse des prix du pétrole brut.

## **Investir dans l'intégration et l'accès au marché**

Suncor a continué de se concentrer sur l'accès au marché pour optimiser la chaîne de valeur de la Société et lui donner davantage de souplesse pour tirer profit de la fluctuation des cours du marché. Les investissements faits au cours du trimestre portaient sur l'ajout de réservoirs de stockage près de la côte du Golfe des États-Unis. Au cours du quatrième trimestre, la Société a réalisé sa première expédition par voie maritime de pétrole brut vers ces réservoirs et a continué à acheminer par rail du brut provenant de l'intérieur des terres à la raffinerie de Montréal.

Le modèle intégré de la Société et un excellent accès au marché ont permis à Suncor d'obtenir des prix mondiaux sur des volumes équivalant à près de 98 % de sa production en amont au quatrième trimestre de 2014.

## **Secteur Sables pétrolifères**

Au cours du quatrième trimestre de 2014, Suncor a achevé ses travaux de maintenance planifiés portant sur une unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 et a poursuivi l'aménagement de plateformes de puits dans le cadre du projet de désengorgement des installations de MacKay River, où la production continue d'augmenter. La décision d'autorisation des dépenses pour le projet d'agrandissement de MacKay River a été reportée compte tenu du contexte actuel de baisse des prix du pétrole brut.

Le budget de dépenses en immobilisations de 2015 du secteur Sables pétrolifères sera axé sur des projets mettant l'accent sur la performance en matière de sécurité, d'environnement et de fiabilité. Les projets comprennent des initiatives de fiabilité qui améliorent l'efficacité des installations existantes, en plus des travaux de maintenance planifiés et du démarrage de plateformes de puits.

## **Coentreprises de Sables pétrolifères**

Suncor a affecté environ 1,6 G\$ du budget de dépenses en immobilisations révisé de 2015 au projet minier Fort Hills. Les activités du projet pour 2015 devraient consister essentiellement en des études techniques détaillées et en l'accroissement continu de l'approvisionnement et de la construction dans toutes les zones.

Tous les jalons décisifs du projet minier Fort Hills pour 2014 ont été franchis. Au cours du quatrième trimestre de 2014, les activités du projet sont demeurées axées sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'approvisionnement et les activités de construction. La majorité des commandes à long délai de livraison ont été passées, la fabrication progresse comme prévu et la livraison de composantes sur le site a commencé. Les travaux liés aux études techniques détaillées étaient achevés à environ 65 % à la fin du quatrième trimestre. Ce projet devrait procurer aux installations de Suncor environ 73 000 b/j de bitume. La production de pétrole devrait débiter dès le quatrième trimestre de 2017 et atteindre 90 % de sa capacité prévue dans les 12 mois suivants.

## **Exploration et production**

Suncor a consacré près de la moitié de son budget de dépenses en immobilisations de croissance de 2015 à l'avancement des projets du secteur Exploration et production. Les dépenses en immobilisations de croissance sont concentrées sur les projets d'extension de Hebron, de Golden Eagle et du secteur Côte Est du Canada. La Société continuera d'évaluer les possibilités d'exploration sur la Côte Est du Canada, en Norvège et au Royaume-Uni dans le cadre de sa stratégie de croissance à long terme.

La production de pétrole du projet Golden Eagle a débuté à la fin d'octobre, en avance sur l'échéancier, et elle devrait s'accroître jusqu'à son taux de production optimal d'environ 18 000 bep/j (nets) en 2015 alors que se poursuivent les activités de forage de développement. Le projet Hebron est toujours sur la bonne voie pour que la production de pétrole commence en 2017, la construction de la structure gravitaire et des installations de surface devant se poursuivre au quatrième trimestre de 2014 et en 2015.

La Société mène actuellement de nombreux projets d'extension visant à agrandir des installations et infrastructures existantes. L'injection d'eau a commencé à l'unité d'extension sud d'Hibernia au cours du quatrième trimestre de 2014, et la production devrait s'accroître au second semestre de 2015. Après l'achèvement des installations sous-marines du projet d'extension sud de White Rose, le forage devrait se poursuivre en 2015 et la production de pétrole devrait commencer au cours du deuxième trimestre de 2015. Le projet de l'unité d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension de White Rose devraient accroître la production et prolonger la vie productive des champs existants. La décision d'autorisation des dépenses liées au projet d'extension sud de White Rose a été reportée par les copropriétaires en raison de la tendance à la baisse actuelle des prix du pétrole brut.

Au cours du quatrième trimestre, une soumission conjointe relativement à des permis de prospection au large de la côte Est de Terre-Neuve-et-Labrador à laquelle Suncor a pris part a été retenue. La soumission retenue est assortie d'un engagement de dépenses de prospection au cours des six à neuf prochaines années, mais aucune dépense importante n'est prévue en 2015.

### Rapprochement du résultat opérationnel<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos		Périodes de douze mois closes	
	les 31 décembre 2014	2013	les 31 décembre 2014	2013
Résultat net	84	443	2 699	3 911
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	302	259	722	521
Pertes de valeur <sup>2)</sup>	—	563	1 238	563
Réévaluation des réserves <sup>3)</sup>	—	—	(32)	—
Produit tiré d'instruments d'atténuation des risques <sup>4)</sup>	—	(223)	—	(223)
Profit sur cessions importantes <sup>5)</sup>	—	—	(61)	(130)
Charge d'impôt sur le résultat <sup>6)</sup>	—	—	54	—
Incidence nette de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur <sup>7)</sup>	—	(69)	—	58
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	386	973	4 620	4 700

1) Le résultat opérationnel est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » dans les résultats du quatrième trimestre 2014 de Suncor daté du 4 février 2015 (le « rapport trimestriel »).

2) Représente des pertes de valeur après impôt de 718 M\$ liées à la participation de la Société dans le projet minier Joslyn, de 297 M\$ liées aux actifs de la Société en Libye et de 223 M\$ liées à certains actifs du secteur Sables pétrolifères inscrites au deuxième trimestre de 2014. Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 563 M\$ dans le secteur Exploration et production à l'égard de ses actifs en Syrie, en Libye et du secteur Amérique du Nord (activités terrestres).

3) Représente la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole reçus dans le cadre d'une participation dans un actif norvégien dont Suncor était auparavant propriétaire.

4) Représente la comptabilisation d'un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques de 223 M\$ lié aux actifs de la Société en Syrie.

- 5) *Représente un profit après impôt tiré de la cession d'une part importante des activités de la Société liées au gaz naturel dans l'Ouest canadien au cours du troisième trimestre de 2013 et le profit après impôt à la vente des actifs de gaz naturel de la Société dans la région de Wilson Creek au cours du troisième trimestre de 2014.*
- 6) *Représente la charge d'impôt exigible et la charge d'intérêts connexe comptabilisées au troisième trimestre de 2014 en raison du calendrier des déductions pour amortissement aux fins de l'impôt de certaines dépenses en immobilisations engagées par le secteur Sables pétrolifères au cours d'une période précédente.*
- 7) *Représente le coût prévu de l'abandon du projet, y compris les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la remise en état du site de l'usine Voyageur, ainsi que des frais liés à l'annulation de contrats. Au cours du quatrième trimestre de 2013, un produit après impôt a été comptabilisé afin de réduire les coûts précédemment estimés relativement à l'abandon du projet.*

## **Mesures financières hors PCGR**

*Le résultat opérationnel est défini dans la mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport trimestriel et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du rapport trimestriel. Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, les flux de trésorerie disponibles et le RCI sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans la mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport trimestriel. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont définies dans la mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport trimestriel et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du rapport trimestriel.*

*Ces mesures financières hors PCGR ont été incluses parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables avec les mesures similaires présentées par d'autres sociétés et elles ne doivent pas être utilisées hors contexte ni comme des substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.*

## **Mise en garde – renseignements de nature prospective**

*Le présent communiqué contient certaines informations et énoncés de nature prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs ») au sens attribué à ce terme par les lois canadiennes et américaines applicables régissant les valeurs mobilières. Les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses de Suncor qui ont été formulées à la lumière de l'information qui était à sa disposition au moment où ces énoncés ont été formulés et en fonction de l'expérience de Suncor et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevances applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les autres énoncés et les autres informations traitant de la stratégie de croissance de Suncor, de ses décisions en matière de dépenses et d'investissements prévus et futurs, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats opérationnels et des résultats financiers, et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend », « prévoit », « estimations », « planifie », « prévu », « entend », « croit », « projets », « indique », « pourrait », « se concentre », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « peut » et autres expressions analogues.*

*Les énoncés prospectifs contenus dans le présent communiqué incluent des références à ce qui suit : l'intention de Suncor de dépenser à la mesure de ses moyens en réponse au contexte de baisse des prix des marchandises et la prévision selon laquelle il y aura une baisse supplémentaire des charges d'exploitation décaissées dans le secteur Sables pétrolifères; la prévision selon laquelle les rénovations de l'unité d'hydrocraquage de la raffinerie de Montréal achevées au quatrième trimestre devraient améliorer le rendement global de la raffinerie; la prévision selon laquelle Suncor réduira ses charges d'exploitation de 600 à 800 millions de dollars sur deux ans; le budget*

de Suncor et les prévisions entourant les dépenses (devrait se situer entre 6,2 et 6,8 milliards de dollars) et les projets pour 2015, incluant les activités des Sables pétrolifères, où les projets devraient mettre l'accent sur le rendement en matière de sécurité, d'environnement et de fiabilité, dans les coentreprises de Sables pétrolifères, où les activités de projet devraient être axées sur la réalisation d'études techniques détaillées, l'accroissement de l'approvisionnement et la poursuite des activités de construction dans tous les zones de Fort Hills ainsi que le secteur E et P, où les dépenses en immobilisations de croissance devraient être concentrées sur les projets d'extension de Hebron, de Golden Eagle et du secteur Côte Est du Canada; Suncor continuera d'évaluer les possibilités d'exploration sur la Côte Est du Canada, en Norvège et au Royaume-Uni; Fort Hills, qui devrait procurer environ 73 000 b/j de bitume aux installations de Suncor, la production de pétrole devant débuter dès le quatrième trimestre de 2017 et atteindre 90 % de sa capacité prévue dans les 12 mois suivants; Golden Eagle, dont la production devrait s'accélérer jusqu'à son taux de production optimal d'environ 18 000 bep/j (nets) en 2015, alors que se poursuivent les activités de forage de développement; Hebron, qui est toujours sur la bonne voie pour que la production commence en 2017; le projet SWRX, dont les travaux de forage devraient se poursuivre en 2015, la production de pétrole devant commencer au cours du deuxième trimestre de 2015; après l'achèvement des installations sous-marines du projet d'extension sud de White Rose en 2013, les travaux de forage se sont poursuivis pendant le quatrième trimestre de 2014 et l'injection d'eau a commencé en novembre 2014, la production devant s'accélérer au second semestre de 2015; et le projet de l'unité d'extension sud d'Hibernia et le projet d'extension de White Rose qui devraient accroître la production et prolonger la vie productive des champs existants.

Les énoncés et les renseignements prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs; le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influer sur les résultats financiers et opérationnels de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics en matière d'imposition ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, notamment en ce qui concerne les avis de nouvelle cotisation que Suncor a reçu de l'Agence du revenu du Canada, de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec relativement au règlement de certains contrats dérivés, dont le risque i) que Suncor ne puisse parvenir à faire valoir sa position fiscale initiale et doive par conséquent payer des impôts plus élevés ainsi que des intérêts et des pénalités, et ii) que Suncor soit tenue de verser un montant de trésorerie relativement aux avis de nouvelle cotisation, en remplacement de la sûreté; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; des interruptions aux infrastructures de tiers qui pourraient entraîner des arrêts de production; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite de piratages informatiques ou de cyberterrorisme, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'instruments dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise et habituelle pour ce type de transaction des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et l'exactitude des estimations de coûts, dont

*certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.*

*Le rapport trimestriel et la notice annuelle de Suncor, le formulaire 40-F et le rapport annuel aux actionnaires, chacun daté du 28 février 2014, 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 3E3, en téléphonant au 1-800-558-9071, en en faisant la demande par courriel à [info@suncor.com](mailto:info@suncor.com) ou en consultant le profil de la Société sur SEDAR au [sedar.com](http://sedar.com) ou EDGAR au [sec.gov](http://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.*

## **Mise en garde – BEP**

*Certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (bep) en supposant qu'un baril est l'équivalent de six mille pieds cubes de gaz naturel. Les mesures exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion d'un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel à six mille pieds cubes de gaz naturel repose sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de la valeur à la tête du puits. Étant donné que le ratio de valeur basé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence d'énergie de 6:1, l'utilisation d'un ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeuse.*

*Suncor Énergie est la plus importante société énergétique intégrée du Canada. Les activités de Suncor sont reliées notamment au développement et à la valorisation des sables pétrolifères, à la production pétrolière et gazière classique et extracôtière, au raffinage du pétrole et à la commercialisation des produits sous la marque Petro-Canada. À titre de membre des indices de durabilité Dow Jones, FTSE4Good et CDP, Suncor exploite les ressources pétrolières de façon responsable, ainsi qu'un portefeuille croissant de sources d'énergie renouvelable. Suncor est inscrite à l'indice boursier UN Global Compact 100 et sur la liste de Corporate Knights' Global 100. Les actions ordinaires de Suncor (symbole : SU) sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York.*

– 30 –

Pour plus d'information à propos de Suncor Énergie, visitez notre site Web à [suncor.com](http://suncor.com), suivez-nous sur Twitter [@SuncorEnergy](https://twitter.com/SuncorEnergy), consultez notre blogue [FSP](#) ou [Découvrez l'énergie du Oui](#).

Le rapport aux actionnaires pour le quatrième trimestre 2014 de Suncor, les états financiers et les notes (non vérifiés) peuvent être téléchargés à partir de [suncor.com/rapportsfinanciers](http://suncor.com/rapportsfinanciers).

Pour écouter la conférence téléphonique portant sur les résultats du quatrième trimestre de Suncor, veuillez visiter [suncor.com/webdiffusions](http://suncor.com/webdiffusions).

Demande des médias :  
403-296-4000  
[media@suncor.com](mailto:media@suncor.com)

Demandes des investisseurs :  
800-558-9071  
[invest@suncor.com](mailto:invest@suncor.com)