

## POUR PUBLICATION IMMÉDIATE

### Résultats du troisième trimestre de 2017 de Suncor Énergie

*À moins d'indication contraire, toute l'information financière est non audité, est présentée en dollars canadiens (\$ CA) et a été établie conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 Information financière intermédiaire publiée par l'International Accounting Standards Board. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour la production de la Libye, qui est présenté en fonction des droits. Certaines mesures financières du présent communiqué (fonds provenant de l'exploitation, bénéfice (perte) d'exploitation, charges d'exploitation décaissées des Sables pétrolifères et charges d'exploitation décaissées de Syncrude) ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR ». Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.*

**Calgary (Alberta), le 25 octobre 2017** – « Suncor a généré des flux de trésorerie de 2,5 G\$ pour le troisième trimestre, grâce à une solide performance d'exploitation à la grandeur de l'entreprise, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Notre secteur Sables pétrolifères a dégagé une production record et nos raffineries ont tourné à capacité maximale, ce qui nous a permis de tirer parti d'un contexte commercial favorable en aval et d'accroître la demande pour le pétrole brut et les produits raffinés. »

- Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 2,472 G\$ (1,49 \$ par action ordinaire). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui rendent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 2,912 G\$ (1,75 \$ par action ordinaire).
- Le bénéfice d'exploitation s'est monté à 867 M\$ (0,52 \$ par action ordinaire), et le bénéfice net, à 1,289 G\$ (0,78 \$ par action ordinaire).
- La production en amont a atteint un volume record trimestriel de 739 900 barils équivalent pétrole par jour (bep/j), essentiellement en raison d'une augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères, où l'usine de valorisation et l'installation de Firebag ont atteint des taux d'utilisation supérieurs à 90 %.
- Syncrude, qui a dégagé une production de 159 100 barils par jour (« b/j ») au troisième trimestre de 2017, présentait un taux d'utilisation d'environ 100 % à la fin du trimestre, une fois achevés les travaux de réparation de l'installation nécessaires en raison de l'incident survenu au premier trimestre de 2017 ainsi que les travaux de maintenance planifiés.
- Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 21,60 \$ pour le troisième trimestre de 2017, le niveau le plus bas en plus de dix ans.
- La fiabilité de l'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a fait passer les taux d'utilisation des raffineries à plus de 100 %, et le débit de traitement du brut a atteint un record trimestriel de 466 800 b/j, ce qui a permis à la Société de tirer parti d'un contexte commercial favorable et de réaliser des volumes de ventes au détail et en gros records au Canada.

- Le projet Fort Hills était achevé à environ 95 %, les premiers essais de production ayant été menés à bien dans la partie initiale de l'usine et les premiers volumes de mousse de bitume ayant été produits. Le projet continue de se dérouler selon les prévisions, les premiers barils de pétrole étant attendus à la fin de 2017.
- À Hebron, le forage a débuté au troisième trimestre de 2017, et les premiers barils de pétrole sont toujours prévus pour la fin de 2017.

## Résultats financiers

Pour le troisième trimestre de 2017, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation de 867 M\$ (0,52 \$ par action ordinaire), comparativement à 346 M\$ (0,21 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les faits notables suivants sont à souligner pour le trimestre : une amélioration des marges de craquage de référence et une hausse des prix du pétrole brut, un débit de traitement record des raffineries et des volumes de ventes inégalés (détail et gros) au Canada, une production record pour le secteur Sables pétrolifères en dépit des travaux de maintenance planifiés, une baisse des charges d'exploitation – le trimestre comparable de l'exercice précédent comprenant une charge relative à un puits improductif au large de la côte Est du Canada – et la priorité constante accordée à la réduction des coûts. Ces éléments ont plus que neutralisé l'incidence de taux de change défavorables au cours de la période.

Les fonds provenant de l'exploitation, qui se sont établis en hausse, à 2,472 G\$ (1,49 \$ par action ordinaire), comparativement à 2,025 G\$ (1,22 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2016, ont été déterminés par les mêmes facteurs que ceux, mentionnés ci-dessus, qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation, exception faite de la charge liée à un puits improductif au large de la côte Est du Canada, et ils rendent compte aussi de l'incidence favorable d'économies d'impôt exigible et d'avis de nouvelle cotisation liés à des périodes antérieures.

Le bénéfice net s'est chiffré à 1,289 G\$ (0,78 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2017, comparativement à 392 M\$ (0,24 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2017 reflète un profit de change latent après impôt de 412 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un produit d'impôt différé de 180 M\$ lié à une réduction du taux d'imposition sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière au Royaume-Uni, qui est passé de 50 % à 40 %, d'une perte de change latente après impôt de 112 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte après impôt hors trésorerie de 22 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt.

## Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor a atteint un nouveau record trimestriel de 739 900 bep/j au troisième trimestre de 2017, comparativement à 728 100 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 469 300 b/j au troisième trimestre de 2017, contre 433 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation étant surtout attribuable à la fiabilité accrue des installations de valorisation et à la hausse de la production de Firebag, à la suite de la remise en service qui a suivi l'achèvement des premiers travaux de révision sur cinq ans des nouvelles installations centrales de Firebag. Les deux périodes comprennent des travaux de maintenance planifiés, le troisième trimestre de 2016 ayant aussi été touché par des travaux de maintenance non planifiés des installations de valorisation.

Au troisième trimestre de 2017, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 21,60 \$, soit une baisse par rapport à 22,15 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, par suite d'une amélioration des taux d'utilisation des installations, en partie contrebalancée par une augmentation de la charge au titre des travaux de maintenance planifiés et de coûts accrus liés à une augmentation de la production.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 159 100 b/j au troisième trimestre de 2017, comparativement à 183 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse est attribuable à l'interruption liée à l'incident survenu dans les installations au cours du premier trimestre de 2017 et aux travaux de maintenance planifiés à l'unité de cokéfaction, ces deux facteurs ayant eu une incidence sur le début du trimestre. Les travaux de maintenance des installations de cokéfaction effectués au cours de la période étaient initialement prévus pour le quatrième trimestre de 2017 et ont été devancés pour coïncider avec une interruption non planifiée survenue plus tôt au cours de l'exercice et pour atténuer l'effet sur la production annuelle. Après les réparations entraînées par l'incident et une fois achevés les travaux de maintenance planifiés au début du trimestre, le taux d'utilisation de l'usine de valorisation de Syncrude était d'environ 100 %. Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude au troisième trimestre de 2017 s'établissent à 35,00 \$, soit une hausse par rapport à 27,65 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une baisse de production découlant des travaux de maintenance planifiés et d'une augmentation des coûts de maintenance.

Les volumes de production du secteur Exploration et production (« E&P ») se sont établis à 111 500 bep/j au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 110 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation de la production au Royaume-Uni et en Libye compensant pour la baisse de production à Terra Nova, en raison d'une révision prévue et de travaux de maintenance non planifiés.

La constance du rendement de l'exploitation du secteur R&C a contribué à un débit de traitement record du brut par les raffineries, soit 466 800 b/j au troisième trimestre de 2017, comparativement à 465 600 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et a permis à la Société de tirer parti d'une demande accrue pour les produits raffinés et d'atteindre des volumes de ventes au détail et de ventes en gros records au Canada au troisième trimestre de 2017. Le taux d'utilisation moyen des raffineries s'est établi à 101 % pour les troisième trimestres de 2017 et 2016, reflétant l'excellente fiabilité pour chacune des deux périodes.

« La grande fiabilité de nos actifs au troisième trimestre a contribué à l'atteinte de plusieurs nouveaux records pour la période, notamment un débit de traitement jusqu'à présent inégalé par les raffineries ainsi que des volumes de vente de détail et de gros sans précédent au Canada, a affirmé Steve Williams. En outre, l'excellent rendement de nos actifs du secteur Sables pétrolifères à la suite des travaux de maintenance importants a permis à la production du secteur Sables pétrolifères d'atteindre un sommet et contribué à obtenir les charges d'exploitation décaissées par baril les moins élevées pour ce secteur en plus d'une décennie. »

### **Mise à jour concernant la stratégie**

La mise en œuvre rigoureuse du programme d'immobilisations de Suncor pour 2017 vise à amener les grands projets de croissance de Suncor que sont Fort Hills et Hebron à l'étape d'une première production de pétrole d'ici la fin de l'année, tout en poursuivant les investissements dans la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des actifs d'exploitation de la Société.

« Nos principaux projets de croissance continuent de progresser de façon substantielle, a déclaré Steve Williams. À Fort Hills, nous avons effectué les premiers essais de production dans la partie

initiale de l'usine et réussi à produire de la mousse de bitume, ce qui a considérablement réduit les risques liés à l'accélération de la production jusqu'en 2018. À Hebron, le forage a commencé, et le projet est en voie de produire les premiers barils de pétrole à la fin de l'exercice. »

Le projet Fort Hills était achevé à environ 95 % à la fin du troisième trimestre de 2017 et il continue de se dérouler comme prévu pour une mise en production à la fin de 2017. Au troisième trimestre de 2017, la partie initiale de l'usine a été soumise à des essais de production concluants dans le cadre de la phase de mise en service, ce qui a réduit considérablement les risques liés à l'accélération de production prévue jusqu'en 2018. Les progrès se sont poursuivis au cours du trimestre sur le plan de l'extraction secondaire, les autres actifs ayant été déclarés prêts pour l'exploitation. Les dépenses du troisième trimestre de 2017 ont été axées en priorité sur les activités de maintien préalables visant à soutenir l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers du projet Fort Hills après le début de la production.

Le processus de vente d'une participation cumulée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew a continué de progresser, pour un produit estimatif d'environ 500 M\$. La Société s'attend à ce que la clôture de l'arrangement ait lieu au quatrième trimestre de 2017. Les activités ont commencé au cours du trimestre au projet d'agrandissement du Parc de stockage Est, et les installations sont désormais prêtes pour la réception du bitume de Fort Hills à la fin de 2017.

Au cours du troisième trimestre de 2017, le forage a débuté comme prévu à Hebron, et les premiers barils de pétrole sont toujours attendus à la fin de 2017. Les autres activités du secteur E&P au troisième trimestre comprenaient les activités de forage de développement à Hibernia et White Rose ainsi que des travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et du projet Oda en Norvège.

Les dépenses de maintien de Syncrude au troisième trimestre de 2017 ont été essentiellement affectées aux réparations permanentes liées à l'incident survenu dans une installation au premier trimestre de 2017, pour lequel la Société s'attend à recevoir un produit d'assurance, et ce, dès le quatrième trimestre de 2017, et à l'achèvement des travaux de maintenance planifiés aux installations de cokéfaction au début du trimestre.

Au troisième trimestre de 2017, Suncor a continué, de concert avec Syncrude, à s'employer à réduire les coûts d'exploitation, à accroître la performance et à mettre en place des synergies régionales au moyen de l'intégration, des progrès ayant été réalisés au chapitre des possibilités d'amélioration décelées par les partenaires. Au cours du trimestre, le bitume de MacKay River a été traité avec succès par le complexe de valorisation de Syncrude afin de tester les possibilités d'intégration.

Aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société, qui a débuté au deuxième trimestre de 2017, la Société a racheté, aux fins d'annulation, pour 282 M\$ de ses actions, au troisième trimestre de 2017, ce qui porte à 578 M\$ le total des actions rachetées et annulées depuis le début de l'exercice.

## Rapprochement du résultat d'exploitation<sup>(1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf	
	30 septembre		mois closes les	
	2017	2016	2017	2016
Résultat net	1 289	392	3 076	(86)
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(412)	112	(793)	(746)
(Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés sur devises <sup>2)</sup>	(10)	22	22	182
Incidence de l'ajustement du taux d'impôt sur l'impôt différé <sup>3)</sup>	—	(180)	—	(180)
Perte sur le remboursement anticipé d'une dette à long terme <sup>4)</sup>	—	—	10	73
Profit sur cessions importantes <sup>5)</sup>	—	—	(437)	—
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS <sup>6)</sup>	—	—	—	38
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>867</b>	<b>346</b>	<b>1 878</b>	<b>(719)</b>

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mesures financières hors PCGR » du communiqué.
- 2) (Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt différés et des dérivés sur devises découlant de variations des taux d'intérêt à long terme et des taux de change dans le secteur Siège social.
- 3) Le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 ont subi l'incidence d'un ajustement du taux d'impôt différé de la Société résultant d'une baisse du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, lequel a été ramené de 50 % à 40 %.
- 4) Charges liées au remboursement anticipé de la dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- 5) Profit de 354 M\$ découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société faisant partie du secteur R&C et profit de 83 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le parc éolien de Cedar Point dans le secteur Siège social.
- 6) Coûts de transactions et charges connexes liées à l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») dans le secteur Siège social.

## Perspectives de la Société

Suncor a révisé les hypothèses sous-jacentes à ses prévisions pour l'exercice complet concernant le contexte commercial, le Brent Sollum Voe passant de 49,00 \$ US/b à 53,00 \$ US/b, le WTI à Cushing passant de 47,00 \$ US/b à 50,00 \$ US/b, le WCS à Hardisty passant de 35,00 \$ US/b à 38,00 \$ US/b et la marge de craquage 3-2-1 au Port de New York passant de 14,50 \$ US à 17,50 \$ US. En raison de ces révisions, les hypothèses relatives à l'impôt exigible, pour l'exercice complet, sont passées d'une fourchette de 600 M\$ à 900 M\$ à une fourchette de 900 M\$ à 1,0 G\$. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions révisées de Suncor pour 2017, veuillez consulter la page [www.suncor.com/perspectives](http://www.suncor.com/perspectives).

## Mesures financières hors PCGR

*Le bénéfice d'exploitation (perte) est définie dans la mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport de gestion de Suncor daté du 25 octobre 2017 et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans les rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du rapport de gestion. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les*

charges d'exploitation décaissées de Syncrude dont décrites dans la mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du rapport de gestion. Les fonds provenant de l'exploitation sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR dans la mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR du rapport de gestion. Ces mesures financières hors PCGR ont été incluses parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour les mêmes raisons. 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 devraient 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 du présent communiqué incluent des références à ce qui suit : les projets de croissance de Suncor, y compris : i) les énoncés concernant le projet Fort Hills, notamment le fait que les premiers barils de pétrole issus du projet sont toujours attendus pour la fin de 2017, l'accroissement prévu de la production jusqu'en 2018 et l'attente selon laquelle la réussite des essais menés à bien dans la partie initiale de l'usine pendant la phase de mise en service réduit considérablement réduit considérablement les risques liés à l'accélération de production, l'attente selon laquelle les activités de maintien préalable favoriseront l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers de Fort Hills après le début de la production, ainsi que les prévisions concernant le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est; et ii) les énoncés concernant le projet Hebron, notamment le fait que les premiers barils de pétrole sont toujours attendus pour la fin de 2017; le produit estimatif d'environ 500 M\$ devant être tiré de la vente d'une participation cumulée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew et l'attente selon laquelle l'arrangement sera conclu au quatrième trimestre de 2017; l'attente selon laquelle Suncor recevra un produit d'assurance lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude dès le quatrième trimestre de 2017; la collaboration avec Syncrude pour réduire les coûts d'exploitation, accroître la performance et mettre en place des synergies régionales au moyen de l'intégration; l'attente selon laquelle Suncor continuera d'axer ses efforts sur la mise en œuvre rigoureuse du programme de dépenses en immobilisations de 2017 en vue de produire les premiers barils de pétrole issus de ses projets de croissance d'envergure Fort Hills et Hebron d'ici la fin de l'exercice, tout en continuant d'investir dans la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de ses actifs d'exploitation; et les hypothèses de Suncor concernant le contexte commercial concernant le Brent Sollum Voe, le WTI à Cushing, le WCS à Hardisty et la marge de craquage 3 2 1 au Port de New York, ainsi que les hypothèses concernant l'impôt exigible pour l'exercice complet. En outre, tous les autres énoncés et 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 reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses de la Société 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; le rendement des actifs et de l'équipement; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois et les politiques gouvernementales applicables, incluant les taux de redevances et les lois fiscales; les taux de production futurs et 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; la capacité des tiers à remplir leurs obligations face à Suncor; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers.

*Les énoncés 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.*

*Le rapport de gestion et la notice annuelle de Suncor, le formulaire 40-F et le rapport annuel aux actionnaires, chacun daté du 1<sup>er</sup> mars 2017, 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 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 [invest@suncor.com](mailto:invest@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 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 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, visitez notre site Web à [suncor.com](http://suncor.com) ou suivez-nous sur Twitter [@SuncorEnergy](https://twitter.com/SuncorEnergy) ou sur [ensemble.suncor.com](http://ensemble.suncor.com)

Le rapport aux actionnaires pour le troisième trimestre de 2017 de Suncor, les états financiers et les notes (non audités) peuvent être téléchargés à partir de [suncor.com/rapportsfinanciers](http://suncor.com/rapportsfinanciers).

La présentation des Relations avec les investisseurs de Suncor est disponible en ligne à [suncor.com/centre-des-investisseurs](http://suncor.com/centre-des-investisseurs).

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

Demandes 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)