

## DEUXIÈME TRIMESTRE 2015

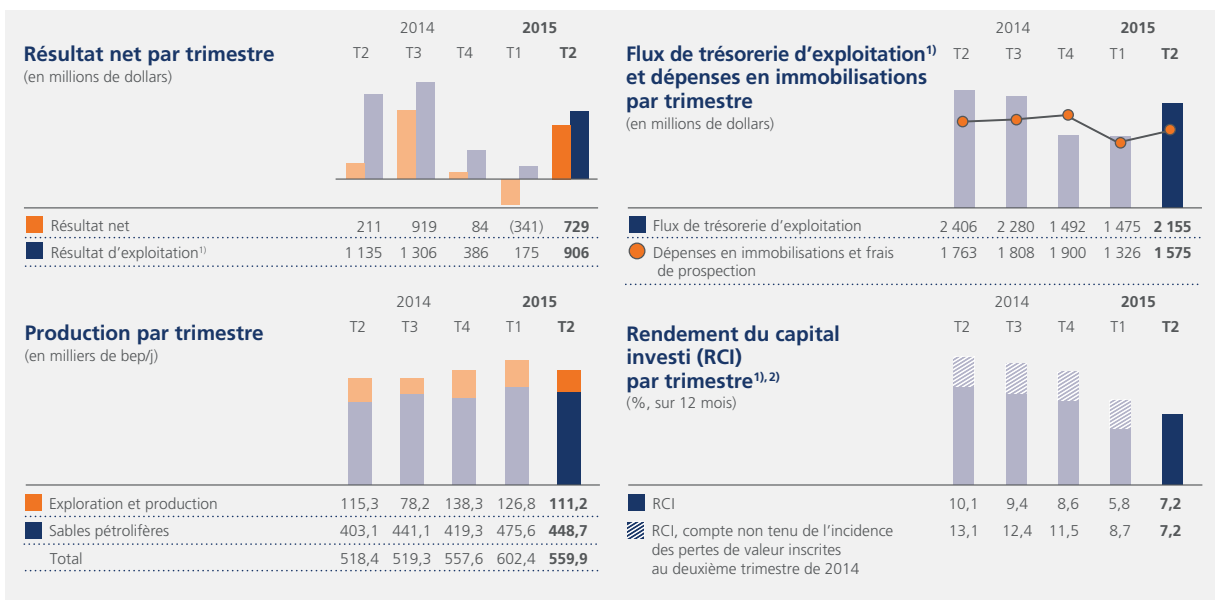
Rapport aux actionnaires pour la période close le 30 juin 2015

### Résultats du deuxième trimestre de Suncor Énergie

Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières dans le présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » figurant dans le rapport de gestion de Suncor daté du 29 juillet 2015 (le « rapport de gestion »). Se reporter également à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant la production et les charges d'exploitation décaissées des activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« Suncor a généré des flux de trésorerie élevés de plus de 2,1 G\$ pour le deuxième trimestre de 2015, ce qui suffit largement pour combler nos besoins en capitaux et financer nos dividendes, a déclaré le président et chef de la direction, Steve Williams. Par conséquent, nous augmentons la valeur distribuée aux actionnaires en haussant notre dividende et en renouvelant notre programme de rachat d'actions. »]

- Flux de trésorerie d'exploitation<sup>1)</sup> de 2,155 G\$ (1,49 \$ par action ordinaire), contre 2,406 G\$ (1,64 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en dépit d'une baisse de plus de 40 % des cours de référence pour le pétrole brut.
- Résultat d'exploitation<sup>1)</sup> de 906 M\$ (0,63 \$ par action ordinaire) et résultat net de 729 M\$ (0,50 \$ par action ordinaire).
- Taux d'utilisation élevé des raffineries et contexte commercial favorable en aval qui se sont traduits par un bénéfice d'exploitation pour le secteur Raffinage et commercialisation de 631 M\$.
- La production du secteur Sables pétrolifères a augmenté de 45 000 barils par jour (b/j) par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent pour s'établir à 423 800 b/j, en dépit des travaux de maintenance planifiés à Firebag. Cette hausse, conjuguée à la baisse des prix du gaz naturel et à la priorité constante aux mesures de réduction des coûts, a entraîné une baisse additionnelle des charges d'exploitation décaissées par baril<sup>1)</sup>, lesquelles se sont établies à 28,00 \$ pour le trimestre.
- Les perspectives de la Société pour 2015 concernant les dépenses en immobilisations ont été ramenées à une fourchette de 5,8 G\$ à 6,4 G\$, soit une réduction de 400 M\$, en raison de l'attention constante accordée par Suncor à la gestion rigoureuse des dépenses et aux efforts constants de réduction des coûts.
- Le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation du dividende de la Société à 0,29 \$ par action ordinaire et le renouvellement du programme de rachat d'actions, ce qui fait foi de la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et un rendement pour les actionnaires.



1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 3 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Le RCI ne tient pas compte des coûts inscrits à l'actif au titre des projets majeurs en cours. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

2) Compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,238 G\$ inscrites au deuxième trimestre de 2014, le RCI aurait respectivement été de 13,1 %, 12,4 %, 11,5 % et 8,7 % pour les deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2014 et le premier trimestre de 2015.

## Résultats financiers

Pour le deuxième trimestre de 2015, Suncor Énergie Inc. a enregistré un bénéfice d'exploitation de 906 M\$ (0,63 \$ par action ordinaire) et des flux de trésorerie d'exploitation de 2,155 G\$ (1,49 \$ par action ordinaire), contre 1,135 G\$ (0,77 \$ par action ordinaire) et 2,406 G\$ (1,64 \$ par action ordinaire), respectivement, pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le contexte actuel de baisse des prix du pétrole brut. Parmi les résultats les plus notables du deuxième trimestre, mentionnons une augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères, un contexte favorable pour les prix en aval et un taux élevé d'utilisation des raffineries. Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2015, les flux de trésorerie disponibles<sup>1)</sup> se sont établis à 795 M\$, contre 3,599 G\$ pour la période de 12 mois close le 30 juin 2014.

Un bénéfice net de 729 M\$ (0,50 \$ par action ordinaire) a été inscrit pour le deuxième trimestre de 2015, comparativement à un bénéfice net de 211 M\$ (0,14 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui comprenait des pertes de valeur. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2015 comprend une charge d'impôt différé de 423 M\$ liée à une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta. Pour le deuxième trimestre de 2015, la Société a aussi inscrit un profit de change après impôt de 178 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et un profit après impôt de 68 M\$ sur la cession de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy dans le secteur Raffinage et commercialisation. Le bénéfice net pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent comprenait des pertes de valeur après impôt de 718 M\$ de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn, de 297 M\$ des actifs de la Société en Libye, et de 223 M\$ de divers actifs du secteur Sables pétrolifères, qui ont été en partie compensés par un profit de change après impôt de 282 M\$.

## Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 559 900 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) pour le deuxième trimestre de 2015, comparativement à 518 400 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est avant tout attribuable à la grande fiabilité des activités du secteur Sables pétrolifères et à l'accélération continue de la production de Golden Eagle au Royaume-Uni.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 423 800 b/j pour le deuxième trimestre de 2015, contre 378 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement en raison de la fiabilité des activités qui s'est traduite par un faible volume de travaux de maintenance non planifiés. Les travaux de maintenance planifiés aux installations de Firebag et à l'usine de valorisation 1 ont été achevés au cours du deuxième trimestre de 2015.

Au deuxième trimestre de 2015, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 28,00 \$/b, comparativement à 34,10 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique par un accroissement de la production, une réduction des coûts liée à la baisse des prix du gaz naturel et les efforts constants de réduction des coûts.

« En raison de l'attention constante que nous accordons à l'excellence opérationnelle, la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté de 45 000 b/j, a précisé M. Williams. Parallèlement, nous avons réduit nos charges d'exploitation conformément aux engagements que nous avons exposés au premier trimestre. »

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude pour le deuxième trimestre de 2015 s'est établie à 24 900 b/j et est restée comparable à celle de 24 300 b/j pour le deuxième trimestre de l'exercice précédent, des travaux de maintenance planifiés s'étant déroulés pendant les deux trimestres.

Les volumes de production du secteur Exploration et production (« E&P ») ont été ramenés de 115 300 bep/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent à 111 200 bep/j au deuxième trimestre de 2015. Cette diminution est principalement attribuable à des travaux de révision planifiés à Terra Nova au deuxième trimestre de 2015 et à la déplétion naturelle à Hibernia et à White Rose. Ces facteurs ont été en partie compensés par l'accélération de la production à Golden Eagle. En Libye, la production demeure quasi interrompue en raison de l'agitation politique, et le moment du retour aux activités normales demeure incertain.

Au deuxième trimestre de 2015, le secteur Raffinage et commercialisation a exécuté les travaux de maintenance planifiés aux raffineries d'Edmonton et de Sarnia. Le taux d'utilisation moyen des raffineries a grimpé à 90 % au deuxième trimestre, comparativement à 85 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui comprend les activités de maintenance planifiées aux raffineries de Montréal et d'Edmonton.

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du document.

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

Suncor continue de prioriser l'exploitation sécuritaire et fiable de ses actifs et l'optimisation de la chaîne de valeur au moyen de l'intégration. Après la clôture du trimestre, la Société a conclu une entente avec TransAlta Corporation (« TransAlta ») portant sur l'échange du parc Kent Breeze de Suncor et de sa participation dans le parc éolien Winterring Hills contre les installations de cogénération de Poplar Creek qui fournissent de la vapeur et de l'énergie aux installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor.

« L'entente avec TransAlta cadre avec notre stratégie d'obtenir des actifs qui sont essentiels aux activités de notre entreprise. En garantissant l'utilisation à long terme des installations de cogénération de Poplar Creek, nous nous attendons à une amélioration de l'efficacité, de la fiabilité et de la rentabilité », a précisé M. Williams.

Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation du dividende trimestriel de la Société à 0,29 \$ par action ordinaire.

### **Secteur Sables pétrolifères**

Le secteur Sables pétrolifères a continué de travailler sur des projets qui rehaussent la sécurité, la fiabilité et la performance environnementale, notamment la réalisation de travaux de maintenance planifiés aux installations de Firebag et de travaux de maintenance annuels à l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1. Les dépenses du deuxième trimestre ont également porté sur la poursuite de la construction d'une plateforme de puits en vue de maintenir les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

### **Coentreprises de Sables pétrolifères**

Le projet Fort Hills se déroule selon les délais prévus; les études techniques détaillées étaient achevées à 89 % à la fin du deuxième trimestre, et les activités de construction, à 34 %. Les dépenses au cours du trimestre ont visé les études techniques, l'approvisionnement, la fabrication de modules et la construction du site. Ce projet devrait procurer aux installations de Suncor environ 73 000 b/j de bitume. La production de pétrole devrait débuter au quatrième trimestre de 2017 et atteindre 90 % de sa capacité prévue dans les 12 mois suivants.

### **Exploration et production**

La production de Golden Eagle s'est établie en moyenne à 15 000 bep/j (nets) au deuxième trimestre de 2015, de nouveaux puits ayant été raccordés au pipeline. La construction du projet Hebron s'est poursuivie au deuxième trimestre de 2015 et les premiers barils sont attendus en 2017.

Les dépenses de croissance sur la côte Est du Canada se rapportent aux projets d'agrandissement des installations et infrastructures existantes. La production de pétrole a commencé au projet d'extension sud de White Rose au cours du deuxième trimestre de 2015 et les activités de forage se poursuivent. Les dépenses de croissance étaient aussi liées au forage en mer du Nord.

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

(en millions de dollars)	2015	Trimestres clos les 30 juin 2014	2015	Semestres clos les 30 juin 2014
Résultat net	729	211	388	1 696
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(178)	(282)	762	26
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>2)</sup>	423	—	17	—
Profit sur une cession importante <sup>3)</sup>	(68)	—	(68)	—
Charges de restructuration <sup>4)</sup>	—	—	57	—
Produit d'assurance <sup>5)</sup>	—	—	(75)	—
Pertes de valeur <sup>6)</sup>	—	1 238	—	1 238
Réévaluation des réserves <sup>7)</sup>	—	(32)	—	(32)
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>906</b>	<b>1 135</b>	<b>1 081</b>	<b>2 928</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 « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Ajustements de l'impôt différé de la Société découlant d'une baisse de 12 % du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord au premier trimestre de 2015 et d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- 3) Profit après impôt lié à la vente de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy du secteur Raffinage et commercialisation.
- 4) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts pour le secteur Siège social.
- 5) Produits d'assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova dans le secteur E&P.
- 6) Pertes de valeur après impôt de 718 M\$ de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn, de 297 M\$ des actifs de la Société en Libye, et de 223 M\$ de certains actifs du secteur Sables pétrolifères à la suite d'un examen des possibilités de réaffectation en raison d'une révision des stratégies de croissance.
- 7) Réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole à recevoir relativement à une participation que Suncor détenait auparavant dans un actif norvégien.

## Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour ses prévisions publiées le 29 avril 2015. Les changements sont présentés ci-après et sont fondés sur le cumul des résultats depuis le début de l'exercice et des prévisions les plus récentes de la Société.

Les prévisions concernant les dépenses en immobilisations ont été réduites, la fourchette de 6,2 G\$ à 6,8 G\$ ayant été ramenée à une fourchette de 5,8 G\$ à 6,4 G\$, car des projets non essentiels ont été réévalués dans le cadre des mesures de réduction des coûts de la Société et de sa gestion rigoureuse du capital. Les changements apportés aux prévisions sont présentés ci-après :

### Dépenses en immobilisations<sup>1),2)</sup>

(en millions de dollars canadiens)	Prévisions pour l'exercice 2015 au complet 29 avril 2015		Prévisions pour l'exercice 2015 au complet Révisé le 29 juillet 2015	
	Dépenses en immobilisations	Pourcentage des dépenses de croissance	Dépenses en immobilisations	Pourcentage des dépenses de croissance
<i>Sables pétrolifères</i>	2 150 – 2 400	10 %	1 950 – 2 200	15 %
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	1 700 – 1 850	90 %	1 700 – 1 850	90 %
Total des Sables pétrolifères	3 850 – 4 250	45 %	3 650 – 4 050	50 %
Exploration et production	1 450 – 1 550	95 %	1 250 – 1 350	95 %
Raffinage et commercialisation	750 – 800	5 %	750 – 800	5 %
Siège social	150 – 200	70 %	150 – 200	70 %
Total	6 200 – 6 800	50 %	5 800 – 6 400	55 %

Les perspectives concernant la production totale de Suncor ont augmenté de 10 000 bep/j (nets) pour s'établir dans une fourchette de 550 000 bep/j à 595 000 bep/j, comme suit :

	Prévisions pour l'exercice 2015 au complet 29 avril 2015	Prévisions pour l'exercice 2015 au complet Révisé le 29 juillet 2015
<b>Production totale de Suncor (bep/j)</b>	540 000 – 585 000	550 000 – 595 000
Sables pétrolifères (b/j)	410 000 – 440 000	410 000 – 440 000
Syncrude (b/j)	32 000 – 36 000	32 000 – 36 000
Exploration et production – Canada (bep/j)	53 000 – 58 000	47 000 – 52 000
Exploration et production – International (bep/j)	45 000 – 51 000	61 000 – 67 000
<b>Hypothèses concernant les ventes</b>		
<b>Ventes des Sables pétrolifères<sup>3)</sup></b>		
Pétrole brut synthétique (b/j)	285 000 – 315 000	300 000 – 330 000
Diesel	10 %	10 %
Peu sulfureux	40 %	35 %
Sulfureux	50 %	55 %
Bitume (b/j)	120 000 – 140 000	105 000 – 125 000

Les perspectives concernant les charges d'exploitation décaissées pour le secteur Sables pétrolifères ont été réduites, la fourchette de 30,00 \$/b à 33,00 \$/b ayant été ramenée à une fourchette de 28,00 \$/b à 31,00 \$/b. Suncor a modifié ses perspectives concernant son taux d'impôt canadien, qu'elle établit désormais à 26 % à 27 %, et son taux d'impôt international, à 30 % à 35 %.

Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2015, veuillez consulter la page [www.suncor.com/perspectives](http://www.suncor.com/perspectives).

- 1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte d'intérêts incorporés de 350 M\$ à 450 M\$.
- 2) Pour lire la définition des dépenses en immobilisations de maintien et de croissance, voir la rubrique intitulée « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du rapport de gestion.
- 3) Les ventes incluent le pétrole brut synthétique et le bitume valorisés du secteur Sables pétrolifères. Les quantités correspondant aux parties inférieures et supérieures des fourchettes pour ces catégories de ventes ne sont pas censées s'ajouter aux fourchettes de production du secteur Sables pétrolifères. Les fourchettes de ventes reflètent le risque de rendement lié à la valorisation intégrée et à la production de bitume.

### Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Après le 30 juin 2015, la Bourse de Toronto a accepté un avis d'intention déposé par Suncor dans lequel celle-ci annonce son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l' « offre publique de rachat ») afin de continuer à racheter des actions aux termes de son programme de rachat précédemment annoncé par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis d'intention stipule que Suncor est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 500 M\$ entre le 5 août 2015 et le 4 août 2016.

Le nombre réel d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées et le moment de ces rachats seront déterminés par Suncor. Suncor estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions représente un investissement intéressant et est dans l'intérêt de la Société et de ses actionnaires. Du 23 juillet 2014 au 31 décembre 2014, en vertu de son offre publique de rachat précédemment annoncée, Suncor a racheté pour environ 897 M\$ d'actions ordinaires (22 454 976), au cours moyen pondéré de 39,93 \$ l'action ordinaire. Au 23 juillet 2015, 1 445 849 364 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation. En vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 43 375 481 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 3 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor.

Sous réserve de l'exemption au titre d'achat de bloc d'actions offerte à Suncor aux fins d'achats réguliers sur le marché public en vertu de l'offre de rachat dans le cours normal des activités, Suncor limitera les achats quotidiens d'actions ordinaires à la Bourse de Toronto en lien avec l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités à un plafond de 25 % (786 498) du volume moyen des transactions quotidiennes des actions ordinaires de Suncor au cours d'une séance à la Bourse de Toronto. À l'avenir, Suncor pourra participer à un nouveau plan de rachat d'actions automatique en lien avec les rachats effectués en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

### Conversion des mesures

Dans le présent rapport, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep en supposant que six kpi<sup>3</sup> équivalent à un baril. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion.

# RAPPORT DE GESTION

Le 29 juillet 2015

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. Notre objectif stratégique est de développer l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit celui des sables bitumineux de l'Athabasca, situé au Canada. De plus, nous exerçons des activités de prospection, d'acquisition, de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel au Canada et à l'échelle internationale, nous transportons et raffinons du pétrole brut, nous mettons en valeur des sources d'énergie renouvelable et nous commercialisons des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. Nous commercialisons de temps à autre les produits pétroliers de tiers. Nous exerçons également des activités de négociation de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel et de sous-produits.

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, daté du 26 février 2015 (le « rapport de gestion annuel de 2014 »).

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et à son rapport de gestion annuel de 2014.

Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 26 février 2015 (la « notice annuelle de 2014 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), à [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web, [www.suncor.com](http://www.suncor.com). Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales et à ses participations dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

## Table des matières

1. Mises en garde	7
2. Faits saillants du deuxième trimestre	9
3. Information financière consolidée	10
4. Résultats sectoriels et analyse	16
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	28
6. Situation financière et situation de trésorerie	30
7. Données financières trimestrielles	33
8. Autres éléments	35
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	37
10. Abréviations courantes	41
11. Énoncés prospectifs	42

## 1. MISES EN GARDE

### Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie en conformité avec les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board, laquelle s'inscrit dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, sauf indication contraire. Certains montants relatifs à l'exercice précédent présentés à l'état consolidé du résultat global ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice écoulé.

### Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation, le rendement du capital investi (le « RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les flux de trésorerie disponibles et les stocks selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les flux de trésorerie d'exploitation, le RCI et les flux de trésorerie disponibles sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

### Facteurs de risque et information prospective

Les résultats financiers et d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs qui sont décrits à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Cette information est fournie dans le but d'aider les lecteurs à comprendre les plans futurs et les attentes de la Société, et elle pourrait ne pas convenir à d'autres fins. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion.

### Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en  $\text{kpi}^3$  de gaz naturel, en supposant que six  $\text{kpi}^3$  équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure  $\text{kpi}^3$ , bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six  $\text{kpi}^3$  de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

### Abréviations courantes

Pour obtenir une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Abréviations courantes ».



## 2. FAITS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE

- **Résultats financiers du deuxième trimestre.**

- La Société a inscrit un bénéfice net de 729 M\$ pour le deuxième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 211 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent qui comprenait des pertes de valeur. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2015 tient compte d'une charge d'impôt différé de 423 M\$ liée à une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta. Au deuxième trimestre de 2015, la Société a aussi comptabilisé un profit de change après impôt de 178 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains ainsi qu'un profit après impôt de 68 M\$ à la cession de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy dans le secteur Raffinage et commercialisation. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte de pertes de valeur après impôt de 718 M\$ de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn, de 297 M\$ des actifs de la Société en Libye et de 223 M\$ de divers actifs du secteur Sables pétroliers, en parties compensées par un profit de change après impôt de 282 M\$.
- Le bénéfice d'exploitation<sup>1)</sup> s'est établi à 906 M\$ au deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 1,135 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à la baisse importante des prix obtenus en amont, partiellement contrebalancée par l'augmentation de la production du secteur Sables pétroliers, par le contexte de prix favorable en aval et par l'augmentation des taux d'utilisation des raffineries ainsi que par la baisse des charges d'exploitation par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les flux de trésorerie d'exploitation<sup>1)</sup> se sont établis à 2,155 G\$ au deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 2,406 G\$ au deuxième trimestre de 2014. Cette baisse est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation. Les flux de trésorerie disponibles<sup>1)</sup> se sont établis à 795 M\$ pour la période de 12 mois close le 30 juin 2015, comparativement à 3,599 G\$ pour la période de 12 mois close le 30 juin 2014.
- Le RCI<sup>1)</sup> (compte non tenu des projets majeurs en cours) s'est établi à 7,2 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2015, en baisse par rapport à celui de 10,1 % enregistré pour la période de 12 mois close le 30 juin 2014.

- **Importante production pour le secteur Sables pétroliers et excellente fiabilité des installations de valorisation durant les travaux de maintenance planifiés.** La production tirée du secteur Sables pétroliers a augmenté de 45 000 b/j par rapport au trimestre de l'exercice précédent pour s'établir à 423 800 b/j, malgré les travaux de maintenance planifiés exécutés à Firebag, et le secteur a dégagé une solide production de pétrole brut synthétique de 327 400 b/j pour le trimestre, en dépit des travaux de maintenance planifiés de l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1.
- **Charges d'exploitation décaissées<sup>1)</sup> moyennes du secteur Sables pétroliers de 28,00 \$/b pour le trimestre.** Les charges d'exploitation décaissées par baril ont diminué de 18 % par rapport à celles de 34,10 \$ enregistrées au deuxième trimestre de 2014 grâce à l'accroissement de la production, à la baisse des prix du gaz naturel et à la mise en œuvre continue des mesures de réduction des coûts.
- **Solide bénéfice d'exploitation pour le secteur Raffinage et commercialisation grâce aux marges de craquage de référence favorables en aval.** Les activités en aval de Suncor ont généré un bénéfice d'exploitation de 631 M\$, ce qui confirme la valeur ajoutée du modèle intégré de la Société dans un contexte de baisse des prix du pétrole brut.
- **Suncor a continué de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.** Suncor a versé à ses actionnaires des dividendes de 405 M\$ au deuxième trimestre de 2015. De plus, après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une hausse du dividende de la Société, à 0,29 \$ par action ordinaire, payable au troisième trimestre de 2015, ce qui témoigne de la volonté et de la capacité de la Société à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

1) Le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le RCI et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

### 3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

#### Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
<b>Résultat net</b>				
Sables pétrolifères	(44)	(76)	(190)	823
Exploration et production	44	(37)	506	257
Raffinage et commercialisation	663	306	1 155	1 093
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	66	18	(1 083)	(477)
<b>Total</b>	<b>729</b>	<b>211</b>	<b>388</b>	<b>1 696</b>
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	315	865	169	1 764
Exploration et production	77	228	58	522
Raffinage et commercialisation	631	306	1 123	1 093
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(117)	(264)	(269)	(451)
<b>Total</b>	<b>906</b>	<b>1 135</b>	<b>1 081</b>	<b>2 928</b>
<b>Flux de trésorerie d'exploitation<sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	1 058	1 545	1 583	3 014
Exploration et production	427	529	876	1 129
Raffinage et commercialisation	800	505	1 478	1 435
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(130)	(173)	(307)	(292)
<b>Total</b>	<b>2 155</b>	<b>2 406</b>	<b>3 630</b>	<b>5 286</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection<sup>2)</sup></b>				
Maintien	575	765	952	1 412
Croissance	890	885	1 746	1 620
<b>Total</b>	<b>1 465</b>	<b>1 650</b>	<b>2 698</b>	<b>3 032</b>

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les	
	2015	30 juin 2014
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>1)</sup></b>	<b>795</b>	<b>3 599</b>

1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat d'exploitation fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

2) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif.

## Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	448,7	403,1	462,1	413,5
Exploration et production (kbep/j)	111,2	115,3	118,9	118,1
Total	559,9	518,4	581,0	531,6
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	99/1	99/1	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	90	85	92	90
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	416,8	391,1	426,6	416,3

## Résultat net

La Société a inscrit un bénéfice net consolidé de 729 M\$ pour le deuxième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 211 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour le premier semestre de 2015, elle a inscrit un bénéfice net de 388 M\$, en comparaison d'un bénéfice net de 1,696 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits plus loin. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprenaient les suivants :

- La Société a comptabilisé un profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 178 M\$ pour le deuxième trimestre de 2015 et une perte de change de 762 M\$ pour le premier semestre de 2015. En comparaison, elle avait inscrit un profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains de 282 M\$ pour le deuxième trimestre de 2014 et une perte de change de 26 M\$ pour le premier semestre de 2014.
- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une charge d'impôt différé de 423 M\$ liée à une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta.
- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 68 M\$ à la cession de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy faisant partie du secteur Raffinage et commercialisation.
- Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a réduit le taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a réduit de 62 % à 50 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 406 M\$.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'assurance après impôt de 75 M\$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova du secteur Exploration et production (« E&P »).
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé des charges de restructuration après impôt de 57 M\$ liées aux mesures de réduction des coûts mises en œuvre par le secteur Siège social.
- Au deuxième trimestre de 2014, Total E&P Canada Ltd. (« Total E&P »), exploitant du projet minier Joslyn, la Société et les autres copropriétaires du projet ont convenu de réduire certaines activités de mise en valeur afin de se concentrer sur les études techniques et d'ainsi optimiser davantage le plan de mise en valeur du projet. Par suite de son évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus et en raison de l'incertitude entourant le projet, notamment en ce qui a trait au calendrier des plans de mise en valeur, la Société a comptabilisé en résultat net une perte de valeur après impôt de 718 M\$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.
- Au deuxième trimestre de 2014, compte tenu de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation en Libye et de ses plans de production pour la durée résiduelle des contrats de partage de la production, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 297 M\$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.

- Au deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 223 M\$ dans le secteur Sables pétrolifères après un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec ses stratégies de croissance révisées et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière. Ces actifs comprenaient un pipeline et le compresseur s'y raccordant, ainsi que des composants servant à la production de vapeur.
- Au deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé un bénéfice net après impôt de 32 M\$ lié à un accord lui donnant droit à une réévaluation de ses réserves de l'ordre de 1,2 million de barils de pétrole en raison de la participation qu'elle détenait auparavant dans un actif norvégien.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Résultat net	729	211	388	1 696
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(178)	(282)	762	26
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>2)</sup>	423	—	17	—
Profit sur une cession importante <sup>3)</sup>	(68)	—	(68)	—
Charges de restructuration <sup>4)</sup>	—	—	57	—
Produit d'assurance <sup>5)</sup>	—	—	(75)	—
Pertes de valeur <sup>6)</sup>	—	1 238	—	1 238
Réévaluation des réserves <sup>7)</sup>	—	(32)	—	(32)
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>906</b>	<b>1 135</b>	<b>1 081</b>	<b>2 928</b>

1) Le résultat d'exploitation 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 » du présent rapport de gestion.

2) Ajustements de l'impôt différé de la Société résultant d'une réduction de 12 % du taux d'imposition du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord au premier trimestre de 2015 et d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.

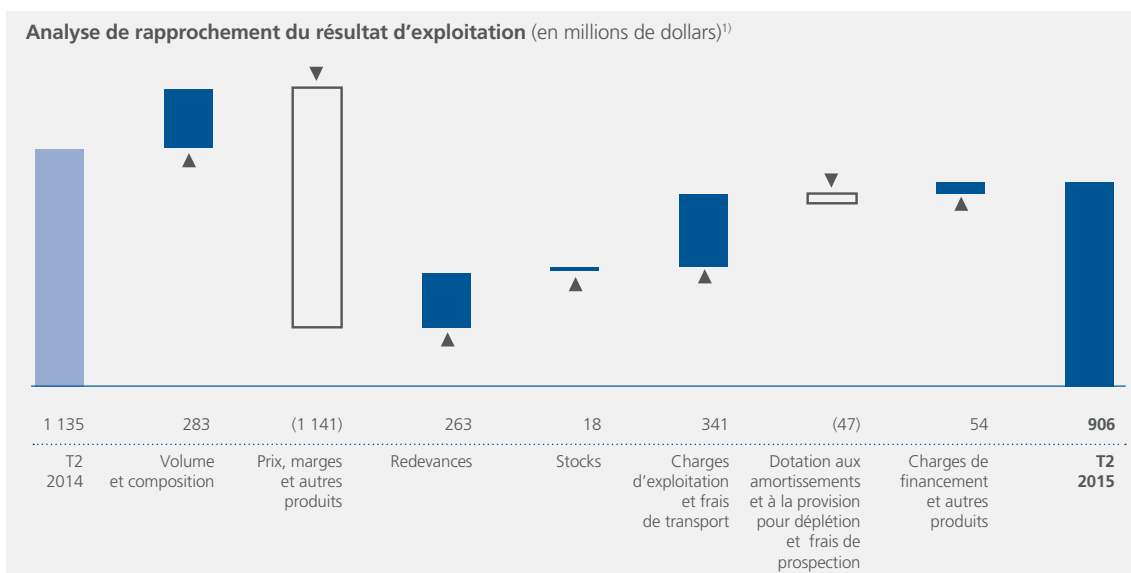
3) Profit après impôt lié à la vente de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy dans le secteur Raffinage et commercialisation.

4) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts du secteur Siège social mises en œuvre au deuxième trimestre de 2015.

5) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation relatif aux actifs de Terra Nova du secteur E&P.

6) Pertes de valeur après impôt de 718 M\$ de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn, de 297 M\$ des actifs de la Société en Libye et de 223 M\$ de certains actifs du secteur Sables pétrolifères comptabilisées à la suite d'un examen des possibilités de réaffectation en raison d'une révision des stratégies de croissance.

7) Réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole à recevoir relativement à une participation que Suncor détenait auparavant dans un actif norvégien.



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 906 M\$ pour le deuxième trimestre de 2015, en baisse comparativement à celui de 1,135 G\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est principalement attribuable à l'importante diminution des prix obtenus en amont qui a découlé de la baisse des cours de référence du brut. La baisse a été partiellement compensée par l'augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères, par le contexte de prix favorable en aval, par les taux d'utilisation élevés des raffineries, par une baisse des charges d'exploitation ainsi que par la diminution des redevances qui a découlé de la baisse des prix du pétrole brut par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Pour le premier semestre de 2015, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 1,081 G\$, en comparaison de 2,928 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à l'importante diminution des prix en amont qu'a entraînée la baisse des coûts de référence du pétrole brut, partiellement contrebalancée par la solide production dégagée par le secteur Sables pétrolifères grâce à la fiabilité élevée des installations au premier semestre de l'exercice, par l'incidence des taux de change favorables sur les prix obtenus, par la hausse généralisée des prix en aval et par une baisse des charges d'exploitation.

#### Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Sables pétrolifères	3	49	30	75
Exploration et production	—	8	3	12
Raffinage et commercialisation	2	27	18	41
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	—	104	47	154
<b>Total de la charge de rémunération fondée sur des actions</b>	<b>5</b>	<b>188</b>	<b>98</b>	<b>282</b>

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a diminué pour s'établir à 5 M\$ pour le deuxième trimestre de 2015, comparativement à 188 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du recul du cours de l'action de la Société.

### Contexte commercial

Les cours des marchandises, les marges de craquage de raffinage et les taux de change constituent les principaux facteurs qui influent sur le résultat d'exploitation de Suncor.

		Moyenne des trimestres clos les		Moyenne des semestres clos les	
		2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	<b>57,95</b>	103,00	<b>53,30</b>	100,85
Pétrole brut Brent ICE à Sullom Voe	\$ US/b	<b>63,50</b>	109,75	<b>59,35</b>	108,80
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	<b>8,15</b>	13,85	<b>9,60</b>	16,15
MSW à Edmonton	\$ CA/b	<b>68,05</b>	105,90	<b>60,15</b>	103,00
WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>46,35</b>	82,95	<b>40,10</b>	79,25
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>11,60</b>	20,05	<b>13,15</b>	21,60
Condensat à Edmonton	\$ US/b	<b>57,95</b>	105,15	<b>51,80</b>	103,90
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>2,55</b>	4,65	<b>2,65</b>	5,20
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	<b>57,25</b>	42,30	<b>43,20</b>	52,00
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>23,85</b>	21,55	<b>21,50</b>	20,95
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>20,30</b>	19,40	<b>18,15</b>	18,90
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>32,55</b>	26,10	<b>27,05</b>	21,75
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>22,90</b>	19,55	<b>20,45</b>	18,35
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>0,81</b>	0,92	<b>0,81</b>	0,91
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	<b>0,80</b>	0,94	<b>0,80</b>	0,94

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus au deuxième trimestre de 2015 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont subi l'incidence négative de la baisse du prix du WTI, qui est passé de 103,00 \$ US/b au deuxième trimestre de 2014 à 57,95 \$ US/b, laquelle a été contrebalancée en partie par une diminution de l'écart de prix du pétrole brut synthétique par rapport au WTI. Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, pour lequel le prix obtenu est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Les cours du MSW à Edmonton et du WCS à Hardisty ont diminué pour passer respectivement de 105,90 \$ US/b et de 82,95 \$ US/b au deuxième trimestre de 2014 à 68,05 \$ US/b et à 46,35 \$ US/b au deuxième trimestre de 2015, ce qui a donné lieu à une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant ou à du pétrole brut synthétique afin de faciliter la livraison par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un cours de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton) et du pétrole brut synthétique. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent. Le cours du pétrole brut Brent a diminué pour s'établir en moyenne à

63,50 \$ US/b au deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 109,75 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le prix du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,55 \$ le kpi<sup>3</sup> au deuxième trimestre de 2015, en baisse comparativement à 4,65 \$ le kpi<sup>3</sup> au deuxième trimestre de 2014.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage 3-2-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que les marges de raffinage réelles sont établies d'après la méthode du PEPS, selon laquelle il existe un délai entre le moment de l'achat de la charge d'alimentation et le moment où celle-ci est traitée et vendue à un tiers. En règle générale, les pertes établies selon la méthode du PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits établis selon cette méthode rendent compte du contexte de hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont également touchées par les coûts d'achat réels du brut, de même que par la configuration de la raffinerie et les marchés de vente des produits raffinés qui lui sont propres.

Le surplus d'électricité produit par les activités *in situ* de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta a augmenté pour s'établir en moyenne à 57,25 \$/MWh au deuxième trimestre de 2015, comparativement à 42,30 \$/MWh au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci. La majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Au deuxième trimestre de 2015, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 0,92 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 0,81 \$ US pour un dollar canadien, ce qui a eu une incidence favorable sur les prix obtenus par la Société au deuxième trimestre de 2015 et a permis de compenser en partie la baisse des cours de référence du pétrole brut.

Suncor détient également des actifs et des passifs, notamment la majeure partie de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.

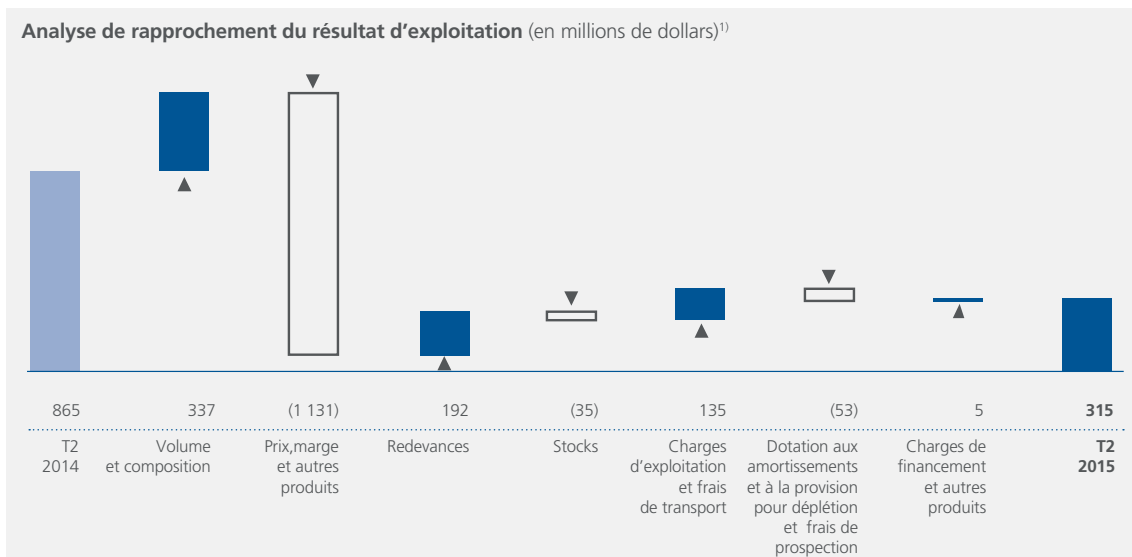
## 4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

### SABLES PÉTROLIFÈRES

#### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Produits bruts	2 759	3 878	5 043	7 768
Moins les redevances	(38)	(252)	(56)	(444)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 721	3 626	4 987	7 324
Résultat net	(44)	(76)	(190)	823
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>1)</sup>	359	—	359	—
Perte de valeur liée au projet minier Joslyn et à d'autres actifs	—	941	—	941
Résultat d'exploitation <sup>2)</sup>	315	865	169	1 764
<i>Sables pétrolifères</i>	350	864	219	1 713
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	(35)	1	(50)	51
Flux de trésorerie d'exploitation <sup>2)</sup>	1 058	1 545	1 583	3 014

- 1) Ajustement de l'impôt différé de la Société résultant d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.



- 1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 350 M\$, en comparaison de 864 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse des prix obtenus, en partie contrebalancée par l'accroissement de la production, par la baisse des redevances et par la diminution des charges



d'exploitation, frais de vente et frais généraux et des frais de transport qui a résulté de la diminution de prix du gaz naturel et de l'incidence des mesures de réduction des coûts.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 35 M\$, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 1 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui s'explique principalement par la diminution des prix obtenus.

### Volumes de production <sup>1)</sup>

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	327,4	276,2	336,9	293,9
Bitume non valorisé	96,4	102,6	95,1	89,9
Sables pétrolifères	423,8	378,8	432,0	383,8
Coentreprises des Sables pétrolifères	24,9	24,3	30,1	29,7
<b>Total</b>	<b>448,7</b>	<b>403,1</b>	<b>462,1</b>	<b>413,5</b>

1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor. Le rendement en pétrole brut synthétique et le diesel provenant des usines de valorisation de Suncor représentent environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume.

### Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	102,4	107,7	107,5	115,3
Diesel	35,1	25,1	33,0	28,3
Pétrole brut synthétique sulfureux	194,4	139,9	197,8	153,8
Produits valorisés	331,9	272,7	338,3	297,4
Bitume non valorisé	91,8	107,4	93,8	89,0
<b>Total</b>	<b>423,7</b>	<b>380,1</b>	<b>432,1</b>	<b>386,4</b>

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour s'établir à 423 800 b/j au deuxième trimestre de 2015, comparativement à 378 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est essentiellement attribuable à l'excellente fiabilité de l'ensemble des installations, en partie contrebalancée par l'incidence des travaux de maintenance planifiés exécutés à Firebag au deuxième trimestre de 2015. La fiabilité élevée des installations de valorisation observée au deuxième trimestre de 2015 a permis d'accroître la production trimestrielle de pétrole brut synthétique pour la faire passer de 276 200 b/j au deuxième trimestre de 2014 à 327 400 b/j au deuxième trimestre de 2015. Des travaux de maintenance planifiés ont été exécutés durant les deux trimestres. Les ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent les travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard des installations d'hydrotraitement au cours du deuxième trimestre de 2015.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 423 700 b/j au deuxième trimestre de 2015, en hausse par rapport à 380 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la production.

Les niveaux de stocks du deuxième trimestre de 2015 n'ont à peu près pas varié par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 24 900 b/j au deuxième trimestre de 2015, et avoisine celle de 24 300 b/j inscrite au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Des travaux de maintenance planifiés ont été exécutés durant les deux trimestres.

## Production de bitume

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
<b>Sables pétrolifères – Activités de base</b>				
Production de bitume (kb/j)	<b>315,5</b>	256,1	<b>316,9</b>	273,2
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	<b>474,7</b>	374,4	<b>470,4</b>	404,8
Qualité du minerai de bitume (b/t)	<b>0,66</b>	0,68	<b>0,67</b>	0,67
<b>Production <i>in situ</i></b>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	<b>168,1</b>	172,4	<b>178,3</b>	168,3
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	<b>31,5</b>	27,4	<b>30,4</b>	25,2
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	<b>199,6</b>	199,8	<b>208,7</b>	193,5
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	<b>2,6</b>	2,9	<b>2,6</b>	2,9
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	<b>3,0</b>	2,8	<b>2,9</b>	2,7

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières du secteur Sables pétrolifères – Activités de base s'est accrue pour s'établir en moyenne à 315 500 b/j au deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 256 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse tient principalement à l'excellente fiabilité observée au deuxième trimestre de 2015, alors qu'au deuxième trimestre de 2014, la production s'était ressentie des travaux de maintenance non planifiés exécutés à l'égard des installations de valorisation et d'extraction et de l'arrêt d'un pipeline d'un tiers qui avait restreint la capacité de transport.

La production de bitume tirée des activités *in situ* s'est établie à 199 600 b/j au deuxième trimestre de 2015, ce qui avoisine celle de 199 800 b/j enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production de Firebag a subi les contrecoups de travaux de maintenance planifiés effectués au deuxième trimestre de 2015 et d'une panne d'électricité survenue au deuxième trimestre de 2014. À MacKay River, la production a augmenté pour s'établir à 31 500 b/j au deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 27 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la production supplémentaire qui a découlé du projet de désengorgement au deuxième trimestre de 2015 et de l'incidence des travaux de maintenance non planifiés exécutés au deuxième trimestre de 2014.

Le ratio vapeur-pétrole de Firebag a diminué, s'établissant à 2,6, en comparaison de 2,9 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'excellent rendement des puits intercalaires et par l'amélioration du rendement des réservoirs. Le ratio vapeur-pétrole de MacKay River a quant à lui augmenté pour passer de 2,8 au deuxième trimestre de 2014 à 3,0, en raison principalement des injections de vapeur supplémentaires effectuées dans les puits récemment mis en service.

## Prix obtenus

Dédoucement fait des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
<b>Secteur Sables pétrolifères</b>				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	77,65	118,36	70,40	116,58
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	52,71	84,41	46,32	82,10
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	60,81	96,40	54,15	95,00
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(10,44)	(15,92)	(11,63)	(15,62)
<b>Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères</b>				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	75,19	111,89	64,00	108,38
Syncrude, par rapport au WTI	3,94	(0,42)	(1,78)	(2,24)

Les prix moyens obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour se chiffrer à 60,81 \$/b au deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 96,40 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul résulte principalement de la baisse des cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par les taux de change favorables et par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut.

## Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées au deuxième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des prix du bitume, partiellement contrebalancée par la hausse de la production.

## Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux et les frais de transport ont été moins élevés au deuxième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par la baisse des prix du gaz naturel et par l'incidence des mesures de réduction des coûts. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des charges d'exploitation décaissées » ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et les coûts non liés à la production du secteur Sables pétrolifères. Les frais de transport du deuxième trimestre de 2015 ont été supérieurs à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement des coûts qui ont résulté de l'accroissement du volume des ventes.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au deuxième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de 2014, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la valeur des actifs qui a résulté de la mise en service d'actifs en 2014, notamment des plateformes de puits et des puits intercalaires.

**Rapprochement des charges d'exploitation décaissées<sup>1)</sup>**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 285	1 488	2 657	2 990
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(129)	(144)	(243)	(295)
Coûts non liés à la production <sup>2)</sup>	(53)	(137)	(145)	(214)
Autres <sup>3)</sup>	(23)	(33)	(63)	(57)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères	1 080	1 174	2 206	2 424
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	28,00	34,10	28,20	34,90

1) Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai.

3) Le poste « Autres » rend compte de l'incidence des variations de l'évaluation des stocks et des produits d'exploitation liés à la capacité excédentaire, principalement l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 28,00 \$/b au deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 34,10 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'accroissement des volumes de production, conjugué à la baisse du coût d'approvisionnement en gaz naturel et à l'incidence des mesures de réduction des coûts. Les charges d'exploitation décaissées totales ont diminué, en dépit d'une augmentation de la production, pour s'établir à 1,080 G\$, en comparaison de 1,174 G\$ au deuxième trimestre de 2014.

Au deuxième trimestre de 2015, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées, ont été moins élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, des mesures de réduction des coûts, de la baisse des charges associée à un swap sur gaz conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai et de la baisse des coûts associés aux activités de recherche et aux activités destinées à soutenir la croissance future.

Les autres coûts, qui sont également exclus des charges d'exploitation décaissées, ont diminué au deuxième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'incidence des variations de l'évaluation des stocks.

**Échange d'actifs avec TransAlta Corporation**

Après la clôture du deuxième trimestre de 2015, la Société a conclu avec TransAlta Corporation (« TransAlta ») une entente prévoyant l'échange du parc Kent Breeze de Suncor et de sa participation dans le parc éolien Wintering Hills contre les installations de cogénération de Poplar Creek de TransAlta, qui fournissent de la vapeur et de l'énergie aux installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor. La transaction devrait se conclure au troisième trimestre de 2015.

**Résultats du premier semestre de 2015**

Le secteur Sables pétrolifères a dégagé un bénéfice d'exploitation de 169 M\$ pour le premier semestre de 2015, en comparaison de 1,764 G\$ pour le semestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à l'importante baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et à la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, partiellement contrebalancées par l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères, par la diminution des charges de redevances et par la baisse des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux.

Les flux de trésorerie d'exploitation se sont chiffrés à 1,583 G\$ au premier semestre de 2015, en comparaison de 3,014 G\$ au premier semestre de 2014. Cette diminution tient essentiellement à la baisse des prix moyens obtenus, partiellement compensée par l'accroissement des volumes de production et la baisse des charges d'exploitation.

Les charges d'exploitation décaissées par baril se sont chiffrées en moyenne à 28,20 \$/b pour le premier semestre de 2015, en baisse par rapport à 34,90 \$/b en moyenne pour le semestre correspondant de 2014. Cette diminution est

principalement attribuable à la hausse des volumes de production et à la baisse des charges d'exploitation décaissées qui a découlé de la diminution des prix du gaz naturel, de même qu'à la diminution des frais de maintenance qui a résulté du rehaussement de la fiabilité et des mesures de réduction des coûts.

### Travaux de maintenance planifiés

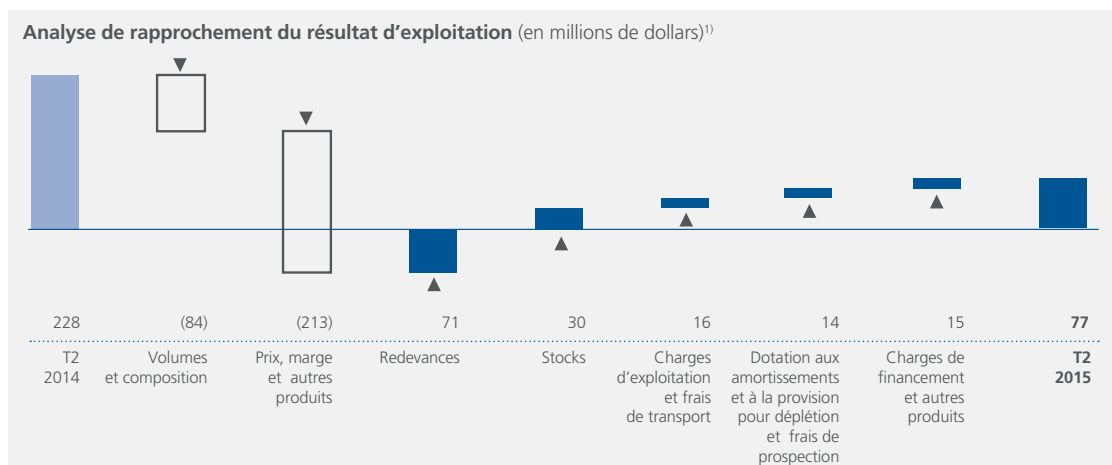
La Société prévoit entreprendre des travaux de maintenance à l'égard d'une unité sous vide et d'installations de cokéfaction de l'usine de valorisation 2 vers la fin du troisième trimestre. Les prévisions de la Société pour 2015 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

## EXPLORATION ET PRODUCTION

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Produits bruts	780	1 243	1 549	2 684
Moins les redevances	(96)	(141)	(222)	(304)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	684	1 102	1 327	2 380
Résultat net	44	(37)	506	257
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>1)</sup>	33	—	(373)	—
Produit d'assurance	—	—	(75)	—
Perte de valeur des actifs en Libye	—	297	—	297
Réévaluation des réserves	—	(32)	—	(32)
Résultat d'exploitation <sup>2)</sup>	77	228	58	522
<i>E&amp;P Canada</i>	35	105	2	295
<i>E&amp;P International</i>	42	123	56	227
Flux de trésorerie d'exploitation <sup>2)</sup>	427	529	876	1 129

- 1) Ajustements de l'impôt différé de la Société résultant d'une réduction de 12 % du taux d'imposition du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord au premier trimestre de 2015 et d'une hausse de 2 % du taux d'imposition provincial des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter également à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.



- 1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur Exploration et production a inscrit un bénéfice d'exploitation total de 77 M\$ au deuxième trimestre de 2015, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 228 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

E&P Canada a inscrit un bénéfice d'exploitation de 35 M\$, en comparaison de 105 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à une baisse de la production et à la baisse des prix obtenus, en partie contrebalancés par la diminution des redevances et des charges d'exploitation.

Le bénéfice d'exploitation d'E&P International a fléchi pour s'établir à 42 M\$, comparativement à 123 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution des prix obtenus, en partie contrebalancée par la production tirée de Golden Eagle.

## Volumes de production

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
<b>E&amp;P Canada</b>				
Terra Nova (kb/j)	7,3	15,2	15,3	16,7
Hibernia (kb/j)	18,3	24,2	20,1	24,7
White Rose (kb/j)	11,4	16,1	12,0	16,3
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	2,4	4,6	3,0	4,5
	39,4	60,1	50,4	62,2
<b>E&amp;P International</b>				
Buzzard (kbep/j)	52,4	54,3	51,9	55,4
Golden Eagle (kbep/j)	14,5	—	12,2	—
Royaume-Uni (kbep/j)	66,9	54,3	64,1	55,4
Libye (kb/j)	4,9	0,9	4,4	0,5
	71,8	55,2	68,5	55,9
Production totale (kbep/j)	111,2	115,3	118,9	118,1
Composition (liquides/gaz) (%)	97/3	96/4	96/4	96/4

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 39 400 bep/j au deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 60 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse tient principalement aux travaux de maintenance planifiés à Terra Nova au deuxième trimestre de 2015, à la déplétion naturelle à Hibernia et à White Rose et au fléchissement de la production du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) qui a résulté de la vente des actifs de Wilson Creek réalisée au troisième trimestre de 2014.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 71 800 bep/j au deuxième trimestre de 2015, en hausse comparativement à celle de 55 200 bep/j enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par l'accroissement de la production à Golden Eagle. Quant à la production en Libye, elle a presque complètement cessé en raison de l'agitation politique dans ce pays, et on ne peut déterminer avec certitude à quel moment les activités reprendront leurs cours normal.

## Prix obtenus

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
<b>Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances</b>				
<b>Exploration et production</b>				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	75,44	119,91	68,39	119,45
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> e)	2,03	4,87	2,18	5,09
E&P International (\$/bep)	70,18	113,63	66,37	112,57

Les prix obtenus pour le pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont diminué au deuxième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse des cours de référence du Brent, en partie compensée par l'incidence des taux de change favorables.

### **Redevances**

Les redevances du secteur E&P ont été moins élevées au deuxième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse de la production et des prix obtenus.

### **Stocks**

La Société a effectué des prélèvements sur les stocks au deuxième trimestre de 2015, tandis qu'elle avait accumulé des stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du moment de l'arrivée des pétroliers-navettes sur la côte Est du Canada.

### **Charges et autres facteurs**

Les charges d'exploitation et frais de transport ont diminué au deuxième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, de la baisse des charges d'exploitation qui a résulté des mesures de réduction des coûts et de la diminution des charges du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) qui a découlé de la vente des actifs de Wilson Creek au troisième trimestre de 2014.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été moins élevés au deuxième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le deuxième trimestre de 2014 comprenait des acquisitions de données sismiques au Canada et une charge liée à un puits non exploitable en Norvège, ce qui a plus que compensé la charge comptabilisée à l'égard de trois puits d'exploration non exploitables complétés dans la mer du Nord au deuxième trimestre de 2015.

### **Mise à jour sur les travaux de maintenance**

Les travaux de maintenance planifiés d'une durée de dix semaines à Terra Nova ont été achevés avant l'échéance, au début du troisième trimestre de 2015.

### **Résultats du premier semestre de 2015**

Le secteur Exploration et production a dégagé un bénéfice d'exploitation de 58 M\$ pour le premier semestre de 2015, en comparaison de 522 M\$ pour le semestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice d'exploitation a subi l'incidence de la baisse des prix obtenus et de la baisse de la production globale, facteurs partiellement compensés par la baisse des redevances et des charges d'exploitation.

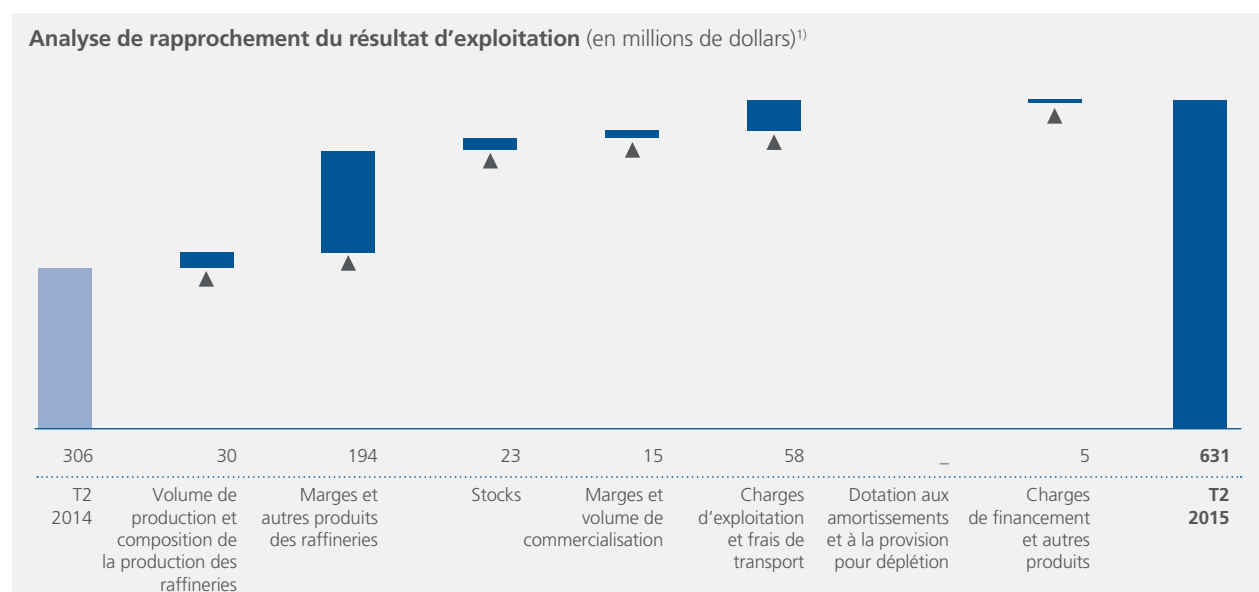
Les flux de trésorerie d'exploitation se sont chiffrés à 876 M\$ au premier semestre de 2015, en comparaison de 1,129 G\$ au premier semestre de 2014. Cette diminution tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Produits d'exploitation	5 270	6 808	10 032	13 568
Résultat net	663	306	1 155	1 093
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>1)</sup>	36	—	36	—
Profit sur une cession importante <sup>2)</sup>	(68)	—	(68)	—
Résultat d'exploitation <sup>3)</sup>	631	306	1 123	1 093
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	<i>546</i>	<i>257</i>	<i>934</i>	<i>966</i>
<i>Activités de commercialisation</i>	<i>85</i>	<i>49</i>	<i>189</i>	<i>127</i>
Flux de trésorerie d'exploitation <sup>3)</sup>	800	505	1 478	1 435

- 1) Ajustement de l'impôt différé de la Société résultant d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta promulguée au deuxième trimestre de 2015.
- 2) Profit après impôt lié à la vente de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy dans le secteur Raffinage et commercialisation.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.



- 1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur Raffinage et approvisionnement a inscrit un bénéfice d'exploitation de 546 M\$ pour le deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 257 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation enregistrée au deuxième trimestre de 2015 est attribuable à l'incidence du recours à la méthode du PEPS dans un contexte de hausse des prix du pétrole brut et des produits finis, à une augmentation des marges de craquage de référence ainsi qu'à l'augmentation de la production des raffineries, facteurs partiellement contrebalancés par l'incidence du rétrécissement des écarts de prix du brut comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent. De plus, le résultat d'exploitation du deuxième trimestre de 2015 reflète l'incidence favorable de la baisse des charges d'exploitation qui a



résulté de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, de la baisse des coûts de maintenance et des coûts de l'énergie, ainsi que de l'incidence des mesures de réduction des coûts.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 85 M\$ pour le deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 49 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement en raison des forts volumes des ventes au détail et des marges connexes élevées, et de la diminution de la rémunération fondée sur des actions.

## Volumes

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
<b>Pétrole brut traité (kb/j)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	211,6	185,5	212,0	197,8
Ouest de l'Amérique du Nord	205,2	205,6	214,6	218,5
<b>Total</b>	<b>416,8</b>	<b>391,1</b>	<b>426,6</b>	<b>416,3</b>
<b>Taux d'utilisation des raffineries<sup>1)</sup> (%)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	95	84	96	89
Ouest de l'Amérique du Nord	86	86	89	91
<b>Total</b>	<b>90</b>	<b>85</b>	<b>92</b>	<b>90</b>
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>				
Essence	248,5	244,5	243,2	237,6
Distillat	192,5	181,4	199,3	194,2
Autres	84,5	90,0	80,2	83,9
<b>Total</b>	<b>525,5</b>	<b>515,9</b>	<b>522,7</b>	<b>515,7</b>

1) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité de ces unités.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a augmenté au deuxième trimestre de 2015, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation moyen des raffineries de 90 %, en comparaison de 85 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 211 600 b/j au deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 185 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, au cours duquel des travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines avaient été effectués à la raffinerie de Montréal. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord est demeuré relativement stable, à 205 200 b/j au deuxième trimestre de 2015, avoisinant celui de 205 600 b/j enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Des travaux de maintenance planifiés ont été exécutés à la raffinerie d'Edmonton durant les deux trimestres.

Les ventes totales ont augmenté pour se chiffrer à 525 500 b/j au deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 515 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la hausse du volume de production et des prélèvements effectués sur les stocks au deuxième trimestre de 2015.

## Prix et marges

Les marges des produits raffinés du secteur Raffinage et approvisionnement ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2015 qu'au deuxième trimestre de 2014, et elles tiennent compte principalement de ce qui suit :

- Au deuxième trimestre de 2015, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative du recours à la méthode DEPS<sup>1)</sup>, s'est traduite par une hausse du résultat net d'environ 235 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une baisse du résultat net d'environ 15 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une hausse totale de 250 M\$ entre les deux trimestres.

1) L'incidence estimative du recours à la méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

- Les marges de craquage de référence ont été dans l'ensemble plus élevées au deuxième trimestre de 2015 qu'au deuxième trimestre de 2014.
- Les marges de raffinage ont également été plus élevées en raison de l'incidence positive de la dépréciation du dollar canadien et de l'amélioration des marges sur l'asphalte, facteurs en partie contrebalancés par les effets du rétrécissement des écarts entre le prix du brut provenant de l'intérieur des terres et le cours du WTI.

Les marges de commercialisation ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation des marges dégagées sur les ventes au détail et sur les lubrifiants.

### **Charges et autres facteurs**

Les charges d'exploitation ont été moins élevées au deuxième trimestre de 2015 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, de la baisse des coûts de maintenance, de la baisse des coûts de l'énergie qui a résulté de la baisse des prix du gaz naturel et de l'incidence des mesures de réduction des coûts. Les frais de transport et la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation n'ont pas varié par rapport au deuxième trimestre de 2014.

### **Résultats du premier semestre de 2015**

Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé un bénéfice d'exploitation de 1,123 G\$ pour le premier semestre de 2015, en comparaison de 1,093 G\$ pour le semestre correspondant de 2014. Cette progression est principalement attribuable à l'augmentation généralisée des marges de craquage de référence, à l'incidence favorable de la dépréciation du dollar canadien et à la baisse des charges d'exploitation, y compris des coûts de l'énergie ainsi que de la rémunération fondée sur des actions, facteurs en partie atténués par le rétrécissement des écarts relatifs au brut provenant de l'intérieur des terres. Pour le premier semestre de l'exercice, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative du recours à la méthode DEPS<sup>1)</sup>, s'est traduite par une hausse du résultat net et des flux de trésorerie d'exploitation d'environ 65 M\$ après impôt, comparativement à environ 185 M\$ après impôt au premier semestre de 2014.

Les flux de trésorerie d'exploitation se sont chiffrés à 1,478 G\$ au premier semestre de 2015, en comparaison de 1,435 G\$ au premier semestre de 2014. Cette augmentation tient essentiellement aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

### **Travaux de maintenance planifiés**

La raffinerie de Montréal fera l'objet de travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines qui devraient débuter au troisième trimestre de 2015. Les prévisions de la Société pour 2015 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

### **Vente de Pioneer Energy**

Au deuxième trimestre de 2015, Suncor a conclu la vente de sa participation de 50 % dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy pour une contrepartie de 185 M\$, ce qui a donné lieu à un profit après impôt de 68 M\$.

1) L'incidence estimative du recours à la méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

## SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Résultat net	66	18	(1 083)	(477)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(178)	(282)	762	26
Charges de restructuration	—	—	57	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>1)</sup>	(5)	—	(5)	—
Résultat d'exploitation <sup>2)</sup>	(117)	(264)	(269)	(451)
Énergie renouvelable	15	24	29	45
Négociation de l'énergie	(20)	(6)	37	72
Siège social	(78)	(280)	(335)	(495)
Éliminations	(34)	(2)	—	(73)
Flux de trésorerie d'exploitation <sup>2)</sup>	(130)	(173)	(307)	(292)

- 1) Ajustement de l'impôt différé de la Société résultant d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

### Énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)	95	92	218	217
Volume de production d'éthanol (millions de litres)	99	104	206	207

Au deuxième trimestre de 2015, les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 15 M\$, en comparaison de 24 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable au rétrécissement des marges dégagées sur les activités liées à l'éthanol qui a résulté de la baisse des prix du carburant à l'éthanol et de la hausse du coût des charges d'alimentation.

Au cours du deuxième trimestre de 2015, la Société a conclu des ententes de partenariat aux termes desquelles la Première nation Aamjiwnaang a acquis une participation de 25 % dans le parc éolien Adelaide de 75 MW, et NextEra Energy Canada a acquis une participation de 50 % dans le parc éolien en cours de construction Cedar Point de 100 MW.

### Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie se sont soldées par une perte d'exploitation de 20 M\$ au deuxième trimestre de 2015, en comparaison d'une perte d'exploitation de 6 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au deuxième trimestre de 2015, la Société a enregistré des pertes liées aux stratégies de négociation du pétrole brut attribuables à l'affaiblissement des écarts relatifs à l'emplacement par rapport aux frais de logistique.

### Siège social

Le siège social a inscrit une perte d'exploitation de 78 M\$ pour le deuxième trimestre de 2015, en comparaison de 280 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, baisse qui s'explique surtout par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, de même que par la diminution de l'ensemble des dépenses qui a

découlé des mesures de gestion des coûts. Au deuxième trimestre de 2015, la Société a incorporé une tranche de 110 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 113 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

### Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et approvisionnement. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au deuxième trimestre de 2015, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 34 M\$, alors qu'elle avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 2 M\$ au deuxième trimestre de 2014.

### Résultats du premier semestre de 2015

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a généré une perte d'exploitation de 269 M\$ pour le premier semestre de 2015, en comparaison d'une perte d'exploitation de 451 M\$ pour le semestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution de la perte d'exploitation est principalement attribuable à la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions et à la diminution des charges d'exploitation au premier semestre de 2015, de même qu'à l'incidence du profit après impôt plus élevé sur les achats internes de charges d'alimentation en pétrole brut éliminé au premier semestre de 2014. Au premier semestre de 2015, la Société a incorporé une tranche de 203 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 221 M\$ au premier semestre de 2014.

## 5. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

### Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Sables pétrolifères	985	986	1 778	1 897
Exploration et production	396	461	752	905
Raffinage et commercialisation	172	246	256	351
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	22	70	115	100
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 575	1 763	2 901	3 253
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(110)	(113)	(203)	(221)
	1 465	1 650	2 698	3 032

## Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie <sup>1)2)3)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2015			Semestre clos le 30 juin 2015		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolières	407	505	912	692	951	1 643
<i>Sables pétrolières – Activités de base</i>	186	51	237	277	83	360
<i>Activités in situ</i>	178	1	179	353	13	366
<i>Coentreprises des Sables pétrolières</i>	43	453	496	62	855	917
Exploration et production	4	360	364	7	684	691
Raffinage et commercialisation	159	10	169	231	19	250
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	5	15	20	22	92	114
	575	890	1 465	952	1 746	2 698

- 1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 2) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolières et Raffinage et commercialisation, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures qui sont nécessaires pour soutenir la croissance de la production, iv) de nouvelles réserves ou une variation favorable du profil des réserves de la Société dans le secteur Exploration et production, ou v) l'accroissement de la marge, par une augmentation des produits des activités ordinaires ou une réduction des charges.
- 3) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur Exploration et production, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolières et Raffinage et commercialisation.

Pour le deuxième trimestre de 2015, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,465 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Au deuxième trimestre de 2015, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du fait que la Société a réévalué certains projets non essentiels dans le cadre de son programme de réduction des coûts et que des réductions de coûts ont été réalisées auprès des fournisseurs. Les activités menées au deuxième trimestre de 2015 comprennent celles décrites ci-après.

### Sables pétrolières

#### Sables pétrolières – Activités de base

Le secteur Sables pétrolières – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 237 M\$ au deuxième trimestre de 2015. De ce montant, des tranches de 186 M\$ et de 51 M\$ ont été affectées respectivement aux activités de maintien et aux activités de croissance. Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les dépenses liées au programme de travaux de maintenance planifiés, notamment les travaux de maintenance annuels portant sur les installations de cokéfaction effectués au deuxième trimestre de 2015, et à certains travaux entrepris pour assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

#### Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 179 M\$. De ce montant, une tranche de 178 M\$ a été affectée aux activités de maintien. Les dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées notamment aux travaux de maintenance planifiés exécutés à Firebag au deuxième trimestre de 2015 et à la poursuite des travaux de construction de nouvelles plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

#### Coentreprises des Sables pétrolières

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolières ont totalisé 496 M\$. De ce montant, 453 M\$ ont été affectés à des dépenses en immobilisations de croissance et 43 M\$, à des dépenses en immobilisations de maintien. Les dépenses en immobilisations de croissance ont été affectées principalement à la poursuite des activités de construction liées au projet Fort Hills. Les études techniques détaillées étaient achevées à

hauteur de 89 % à la clôture du deuxième trimestre, tandis que les activités de construction étaient achevées à hauteur de 34 %. Les dépenses engagées au cours du trimestre ont été affectées notamment aux travaux d'ingénierie, d'approvisionnement, à la fabrication des modules et à la construction du site.

Les dépenses en immobilisations de maintien se composent de la quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations engagées par la coentreprise Syncrude et étaient surtout axées sur les travaux de révision du printemps de 2015.

### Exploration et production

Le secteur E&P a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection de 364 M\$, dont la majeure partie ont été affectés à l'avancement du projet Hebron et aux travaux de forage en mer du Nord. Des dépenses de croissance ont également été affectées à l'avancement du programme de forage de Golden Eagle, où la cadence de production continue de s'accroître. Dans le secteur Côte Est du Canada, les dépenses de croissance ont été affectées notamment à des projets d'extension visant à agrandir des installations et infrastructures existantes. Les premiers barils de pétrole issus du projet d'extension sud de White Rose ont été produits au deuxième trimestre de 2015 et les travaux de forage se poursuivent.

### Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation, qui se sont élevées à 169 M\$, se rapportent principalement aux travaux de maintenance planifiés à la raffinerie d'Edmonton et au maintien des activités existantes.

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

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 20 M\$. La majeure partie de ces dépenses ont été affectées directement aux projets de production d'énergie éolienne de la Société.

## 6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

### Indicateurs

	Périodes de douze mois closes les 30 juin	
	2015	2014
Rendement du capital investi <sup>1)</sup> (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	7,2	10,1
Compte tenu des projets majeurs en cours	6,3	8,8
Ratio dette nette/flux de trésorerie d'exploitation <sup>2)</sup> (en nombre de fois)	1,2	0,6
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat <sup>3)</sup>	3,7	9,1
Base des flux de trésorerie d'exploitation <sup>2),4)</sup>	11,3	18,3

- Mesure financière hors PCGR. Un rapprochement du RCI figure à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Les flux de trésorerie d'exploitation et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie d'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- Somme des flux de trésorerie d'exploitation, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

### Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses équivalents et des lignes de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2015, de l'ordre de 5,8 G\$ à 6,4 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de

trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés en 2015, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et de l'émission de billets ou de débentures à long terme. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de Suncor juge qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises.

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et d'équivalents. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer de liquidités suffisantes pour répondre aux besoins de flux de trésorerie de Suncor et à offrir des rendements concurrentiels au moyen de placements dont la qualité et la diversification sont compatibles avec des paramètres de risque acceptables. La durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépasse pas six mois, et toutes les contreparties ont une notation élevée.

### Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents ont diminué pour s'établir à 4,892 G\$ à la clôture du premier semestre de 2015, en comparaison de 5,495 G\$ au 31 décembre 2014, en raison principalement des dépenses en immobilisations et frais de prospection qui ont été supérieurs aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Au 30 juin 2015, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 19 jours.

### Activités de financement

La gestion des niveaux d'endettement demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans de croissance à long terme et du contexte actuel des prix. Suncor croit qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider la Société à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

Les soldes inutilisés des lignes de crédit totalisaient 6,857 G\$ au 30 juin 2015, en hausse par rapport à 4,275 G\$ au 31 décembre 2014, ce qui s'explique par la nouvelle facilité de crédit de 2,0 G\$ US échéant au deuxième trimestre de 2019 qui a été établie au premier trimestre de 2015.

### Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 juin 2015, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 25 % (24 % au 31 décembre 2014). À l'heure actuelle, la Société respecte aussi toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2015	31 décembre 2014
Dette à court terme	933	806
Tranche courante de la dette à long terme	31	34
Dette à long terme	13 162	12 489
Dette totale	14 126	13 329
Moins la trésorerie et ses équivalents	4 892	5 495
Dette nette	9 234	7 834
Capitaux propres	41 615	41 603
Dette totale majorée des capitaux propres	55 741	54 932
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en %)	25	24

## Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre et semestre clos le	
	T2	30 juin 2015 Cumul annuel
Dette nette au début de la période	9 522	7 834
(Diminution) augmentation de la dette nette	(288)	1 400
Dette nette au 30 juin 2015	9 234	9 234
Diminution (augmentation) de la dette nette		
Flux de trésorerie d'exploitation	2 155	3 630
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 575)	(2 901)
Produit de la cession d'actifs	229	269
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(390)	(761)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et des autres placements	(358)	(1 008)
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	227	(629)
	288	(1 400)

## Actions ordinaires

## Actions en circulation

(en milliers)	30 juin 2015
Actions ordinaires	1 445 765
Options sur actions ordinaires – exerçables	20 510
Options sur actions ordinaires – non exerçables	11 839

Au 23 juillet 2015, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 445 849 364 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 32 166 695. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

## Rachats d'actions

Dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Suncor a racheté 6,5 millions d'actions ordinaires au cours du deuxième trimestre de 2014 pour une contrepartie totale de 271 M\$ et 16,9 millions d'actions ordinaires au cours du semestre clos le 30 juin 2014 pour une contrepartie totale de 655 M\$.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	—	6 465	—	16 919
Coût des rachats d'actions	—	271	—	655
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars)	—	41,96	—	38,72

Après le 30 juin 2015, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Suncor indiquant son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cadre normal des activités (« l'offre publique de rachat ») afin de continuer de racheter des actions dans le cadre de son programme de rachat annoncé précédemment, par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis indique que Suncor peut acheter aux fins d'annulation de ses actions ordinaires pour une valeur maximale d'environ 500 M\$ entre le 5 août 2015 et le 4 août 2016.



Dans le cadre de l'offre publique de rachat, Suncor a convenu qu'elle ne rachèterait pas plus de 43 375 481 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 3 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor. Les porteurs de titres de Suncor peuvent recevoir une copie de l'avis, sans frais, en communiquant avec la Société.

### Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel de 2014. La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations. Au cours du semestre clos le 30 juin 2015, la Société a accru d'environ 580 M\$ ses engagements afin de favoriser la mise en œuvre de sa stratégie d'accès aux marchés ainsi que ses activités liées à l'accroissement de sa capacité de stockage et de son réseau logistique. Les échéances contractuelles de ces engagements s'échelonnent entre cinq et 17 ans, les paiements commençant dès le début du troisième trimestre de 2015.

## 7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie d'exploitation trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure. Les tendances au chapitre du résultat et des flux de trésorerie d'exploitation trimestriels de Suncor sont également influencées par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change.

### Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013
<b>Production totale (kbp/j)</b>								
Sables pétrolifères	448,7	475,6	419,3	441,1	403,1	424,4	446,5	423,6
Exploration et production	111,2	126,8	138,3	78,2	115,3	120,9	111,6	171,4
	559,9	602,4	557,6	519,3	518,4	545,3	558,1	595,0
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	8 095	7 129	8 899	10 175	10 446	10 342	9 814	10 288
Autres produits	49	257	192	98	203	135	380	85
	8 144	7 386	9 091	10 273	10 649	10 477	10 194	10 373
<b>Résultat net</b>	729	(341)	84	919	211	1 485	443	1 694
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,50	(0,24)	0,06	0,63	0,14	1,01	0,30	1,13
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,50	(0,24)	0,06	0,62	0,14	1,01	0,30	1,13
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>	906	175	386	1 306	1 135	1 793	973	1 426
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	0,63	0,12	0,27	0,89	0,77	1,22	0,66	0,95
<b>Flux de trésorerie d'exploitation<sup>1)</sup></b>	2 155	1 475	1 492	2 280	2 406	2 880	2 350	2 528
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	1,49	1,02	1,03	1,56	1,64	1,96	1,58	1,69
<b>RCI<sup>1)</sup> (% , sur 12 mois)</b>	7,2	5,8	8,6	9,4	10,1	12,6	11,5	8,6
<b>Information sur les actions ordinaires (en dollars)</b>								
Dividende par action ordinaire	0,28	0,28	0,28	0,28	0,23	0,23	0,20	0,20
<b>Cours à la clôture des négociations</b>								
Bourse de Toronto (\$ CA)	34,40	37,01	36,90	40,53	45,50	38,61	37,24	36,83
Bourse de New York (\$ US)	27,52	29,25	31,78	36,15	42,63	34,96	35,05	35,78

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Le RCI exclut les coûts des projets majeurs en cours incorporés à l'actif.

## Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	57,95	48,65	73,15	97,20	103,00	98,70	97,45	105,85
Pétrole brut Brent ICE à Sullom Voe	\$ US/b	63,50	55,15	77,00	103,40	109,75	107,80	109,35	109,70
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	8,15	11,05	10,05	12,50	13,85	18,45	20,05	10,35
MSW à Edmonton	\$ CA/b	68,05	52,25	75,95	97,45	105,90	100,10	93,50	109,30
WCS à Hardisty	\$ US/b	46,35	33,90	58,90	77,00	82,95	75,55	65,25	88,35
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	11,60	14,75	14,25	20,20	20,05	23,15	32,20	17,50
Condensat à Edmonton	\$ US/b	57,95	45,60	70,55	93,45	105,15	102,65	94,20	103,80
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	2,55	2,75	3,60	4,00	4,65	5,70	3,50	2,40
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	57,25	29,15	30,55	63,90	42,30	61,75	48,40	83,90
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	23,85	19,20	16,15	20,50	21,55	20,40	19,60	19,25
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	20,30	16,00	14,40	17,50	19,40	18,35	12,00	15,80
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	32,55	21,50	12,45	24,60	26,10	17,40	15,35	19,60
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	22,90	18,00	10,15	19,10	19,55	17,15	13,45	15,95
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,81	0,81	0,88	0,92	0,92	0,91	0,95	0,96
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,80	0,79	0,86	0,89	0,94	0,90	0,94	0,97

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées dans le tableau ci-dessus reposent en général sur une estimation fondée sur les régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

## Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

En plus des répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, les événements ou les ajustements non récurrents suivants ont influé sur le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres :

- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une charge d'impôt différé de 423 M\$ liée à une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta.
- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 68 M\$ à la cession de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy faisant partie du secteur Raffinage et commercialisation.
- Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a réduit le taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a réduit de 62 % à 50 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une réduction ponctuelle de 406 M\$ de l'impôt différé.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'assurance après impôt de 75 M\$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova du secteur E&P.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé des charges de restructuration après impôt de 57 M\$ liées aux mesures de réduction des coûts.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2014 tient compte d'un profit après impôt de 61 M\$ à la cession des actifs de Wilson Creek du secteur E&P.

- Le résultat net du troisième trimestre de 2014 tient compte d'une charge d'impôt sur le résultat et d'intérêts connexe de 54 M\$ se rapportant à une période précédente comptabilisée par le secteur Sables pétrolifères.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 718 M\$ comptabilisée par le secteur Sables pétrolifères à l'égard de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn. Total E&P, l'exploitant du projet minier Joslyn, ainsi que Suncor et les autres coentrepreneurs du projet ont convenu de ralentir certaines activités de mise en valeur afin de se concentrer sur les études techniques en vue d'optimiser davantage le plan de mise en valeur du projet Joslyn.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 297 M\$ comptabilisée par le secteur E&P à l'égard des actifs de la Société en Libye, car certains terminaux d'exportation en Libye sont demeurés fermés durant le deuxième trimestre et la Société a révisé ses plans de production pour la durée résiduelle des contrats de partage de la production.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 223 M\$ comptabilisée par le secteur Sables pétrolifères après un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec les stratégies de croissance révisées de Suncor et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 tient compte d'un bénéfice après impôt de 32 M\$ découlant de la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole liée à une participation dans un actif de la Norvège que Suncor détenait auparavant.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2013 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 563 M\$ comptabilisée à l'égard des actifs en Syrie et en Libye et des actifs du secteur Amérique du Nord (activités terrestres) du secteur E&P. Conjointement avec la perte de valeur liée aux actifs en Syrie, la Société a comptabilisé un produit tiré d'instruments d'atténuation des risques de 223 M\$ après impôt, montant qui avait été précédemment comptabilisé à titre de provision non courante.
- Au quatrième trimestre de 2013, la Société a comptabilisé un ajustement favorable après impôt de 69 M\$, qui a été apporté en vue de réduire les coûts précédemment estimés de l'abandon du projet de l'usine de valorisation Voyageur en raison de l'accélération des activités liées à la fin du projet et d'une réaffectation des ressources.

## 8. AUTRES ÉLÉMENTS

### Méthodes comptables

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 2014 de Suncor.

### Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations. Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Les estimations comptables critiques sont également celles qui auraient pu être formulées différemment ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées, ce qui aurait une incidence significative sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société. Les estimations et les jugements comptables critiques sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la note 4 de ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2014.

### Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change et pour optimiser sa position à l'égard des versements d'intérêts. La Société a aussi

recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de marchandises et des échanges financiers pour dégager des profits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 27 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et à la note 11 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2015, de même qu'à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2014 de Suncor.

### Impôt sur le résultat

Au deuxième trimestre de 2015, le gouvernement de l'Alberta a promulgué une hausse du taux d'imposition des sociétés, le faisant passer de 10 % à 12 % à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015. En conséquence, la Société a dû rajuster ses soldes d'impôt différé, ce qui s'est traduit par la comptabilisation d'une charge d'impôt différé de 423 M\$.

Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a réduit le taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 62 % à 50 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une réduction ponctuelle de 406 M\$ de l'impôt différé.

Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») mentionné précédemment, la Société a reçu un avis de nouvelle cotisation au cours du deuxième trimestre de 2014, concernant le traitement fiscal de pertes qui ont été réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. Le montant total de la nouvelle cotisation, y compris l'impôt, les pénalités et les intérêts, s'établit à environ 920 M\$. La Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et continue de croire fermement qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale et prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. Outre les éléments dont il est fait mention ci-dessus, la Société :

- a reçu des avis de nouvelle cotisation des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec s'élevant respectivement à environ 124 M\$, 100 M\$ et 42 M\$;
- a versé une sûreté d'environ 635 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario;
- a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec;
- a déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en novembre 2014 et est actuellement en appel devant celle-ci.

Si la Société ne parvenait pas à défendre sa position fiscale, l'incidence sur le résultat et la trésorerie pourrait s'élever à 1,2 G\$.

### Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 juin 2015, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 ») sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis aux autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 30 juin 2015, il ne s'était produit, au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2015, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

En raison des événements qui ont cours en Syrie, Suncor est dans l'incapacité de surveiller l'état de tous ses actifs dans ce pays et ne peut déterminer si certaines de ses installations s'y trouvant ont été endommagées. Suncor a évalué l'environnement de contrôle en Syrie et le surveille de façon continue, et elle ne pense pas que les changements survenus dans ce pays ont une incidence significative sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière dans son ensemble.

Étant donné leurs limites inhérentes, il est possible que les contrôles et les procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière ne permettent pas d'éviter ou de repérer des anomalies. De

plus, les contrôles, même efficaces, ne fournissent qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.

### Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour les prévisions qu'elle avait publiées pour 2015. Son communiqué de presse daté du 29 juillet 2015, qui peut également être consulté à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), présente cette mise à jour des prévisions de la Société.

## 9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat d'exploitation, le RCI, les flux de trésorerie d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode DEPS, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance des activités, 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 aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, elles ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures hors PCGR sont calculées et présentées de la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

### Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance au chapitre de l'exploitation. La direction utilise le résultat d'exploitation pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation parce qu'elle estime que cette mesure donne une comparaison plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat d'exploitation et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière consolidée » du présent rapport de gestion.

### Analyses comparatives du résultat d'exploitation

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation par rapport à celui de la période comparative en fonction de facteurs d'écart clés. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans l'analyse du résultat d'exploitation qui suit les analyses comparatives, que la direction utilise par ailleurs pour évaluer le rendement.

- Le facteur lié aux volumes et à la composition est calculé en fonction des volumes de production et de la composition de la production des secteurs Sables pétrolifères et E&P, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur Raffinage et commercialisation.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui servent de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui sont ensuite vendus sous forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances comprend les redevances en Libye, qui représentent l'écart entre les produits bruts, calculé d'après la quote-part de la production revenant à Suncor, et les produits nets lui revenant aux termes des contrats respectifs.
- Le facteur d'écart lié aux stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée sur la réduction des stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans l'analyse comparative, le calcul de ce facteur d'écart permet à la Société de présenter le facteur d'écart lié aux volumes et à la composition en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction des volumes de vente.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des frais de démarrage de projets, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks) ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges de financement et aux autres produits tient compte des charges de financement, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux

d'imposition réglementaires qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

### Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et l'efficacité du processus de répartition du capital de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne sur 12 mois du capital investi au début de la période de 12 mois et du capital investi à la fin de chacun des 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois montrent la variation des composantes sur la période de 12 mois.

La Société procède à deux calculs du RCI, dont l'un tient compte de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi et l'autre, non. Le montant inscrit au titre des projets majeurs en cours inclut le cumul des dépenses en immobilisations et des intérêts incorporés à l'actif se rapportant aux projets majeurs qui en sont encore au stade de la construction ou qui sont sur le point d'atteindre le stade de la mise en service et aux actifs acquis qui sont encore en cours d'évaluation. La direction utilise le RCI, compte non tenu de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi, pour évaluer le rendement des actifs d'exploitation.

Périodes de 12 mois closes les 30 juin (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014
<b>Ajustements du résultat net</b>		
Résultat net	1 391	3 833
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :		
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	1 457	154
Charge d'intérêts nette	286	221
	A	
	3 134	4 208
<b>Capital investi – début de la période de 12 mois</b>		
Dette nette	6 542	7 114
Capitaux propres	41 886	40 243
	48 428	47 357
<b>Capital investi – fin de la période de 12 mois</b>		
Dette nette	9 234	6 542
Capitaux propres	41 615	41 886
	50 849	48 428
Capital moyen investi	B	
	49 795	47 952
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	
	6,3	8,8
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	
	6 271	6 180
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	
	7,2	10,1

### Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR, à savoir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtées et des paiements relatifs aux taxes sur l'essence et à l'impôt sur le résultat ainsi que le calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

Les flux de trésorerie d'exploitation présentés dans le présent rapport de gestion pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des flux de trésorerie d'exploitation du trimestre clos le 30 juin et des trois trimestres précédents. Les flux de trésorerie d'exploitation pour chaque trimestre sont définis et font l'objet d'un rapprochement

avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » des rapports de gestion trimestriels respectifs.

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Résultat net	(44)	(76)	44	(37)	663	306	66	18	729	211
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	760	1 934	338	559	169	169	38	28	1 305	2 690
Impôt sur le résultat différé	361	(304)	(105)	(48)	63	1	2	79	321	(272)
Augmentation des passifs	35	35	12	11	1	2	(3)	3	45	51
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(181)	(326)	(181)	(326)
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	5	(1)	—	(4)	7	1	(87)	(65)	(75)	(69)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	5	(6)	—	(101)	(1)	4	—	(104)	4
Rémunération fondée sur des actions	4	58	—	10	1	27	(4)	114	1	209
Frais de prospection	—	—	149	58	—	—	—	—	149	58
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(64)	(77)	—	(7)	(5)	(4)	—	—	(69)	(88)
Autres	2	(29)	(5)	(13)	2	4	35	(24)	34	(62)
Flux de trésorerie d'exploitation	1 058	1 545	427	529	800	505	(130)	(173)	2 155	2 406
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(117)	110	247	115	213	166	(704)	(514)	(361)	(123)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	941	1 655	674	644	1 013	671	(834)	(687)	1 794	2 283

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Résultat net	(190)	823	506	257	1 155	1 093	(1 083)	(477)	388	1 696
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 533	2 603	703	858	332	321	70	48	2 638	3 830
Impôt sur le résultat différé	316	(289)	(550)	(80)	35	9	73	90	(126)	(270)
Augmentation des passifs	72	71	24	22	3	3	(2)	6	97	102
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	781	31	781	31
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	32	—	—	(4)	78	5	(37)	(59)	73	(58)
Perte (profit) à la cession d'actifs	7	5	(5)	—	(101)	(1)	(3)	—	(102)	4
Rémunération fondée sur des actions	(34)	37	3	11	(23)	13	(93)	94	(147)	155
Frais de prospection	—	—	198	80	—	—	—	—	198	80
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(194)	(184)	(1)	(8)	(7)	(6)	—	—	(202)	(198)
Autres	41	(52)	(2)	(7)	6	(2)	(13)	(25)	32	(86)
Flux de trésorerie d'exploitation	1 583	3 014	876	1 129	1 478	1 435	(307)	(292)	3 630	5 286
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(424)	138	264	(101)	(60)	(510)	(740)	(797)	(960)	(1 270)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 159	3 152	1 140	1 028	1 418	925	(1 047)	(1 089)	2 670	4 016

### Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant les dépenses en immobilisations et les frais de prospection pour la période de 12 mois des flux de trésorerie d'exploitation pour la même période. Ils rendent compte de la trésorerie disponible pour les distributions aux actionnaires et les activités de financement. La direction utilise cette mesure pour analyser la performance financière et la liquidité.

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les 30 juin	
	2015	2014
Flux de trésorerie d'exploitation	7 403	10 164
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	6 608	6 565
Flux de trésorerie disponibles	795	3 599

### Charges d'exploitation décaissées

Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR que l'on obtient en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur les volumes de vente) en fonction i) des coûts liés aux activités de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre



d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai, iii) les produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits d'exploitation, iv) les frais de démarrage de projets, et v) l'incidence de la variation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères par baril produit.

### **Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») sur le résultat net du secteur Raffinage et commercialisation**

Les PCGR exigent que l'évaluation des stocks soit faite selon la méthode PEPS. Pour Suncor, cette exigence se traduit par un écart entre les prix de vente des produits raffinés, qui rendent compte des conditions courantes du marché, et le coût des ventes comptabilisé au titre des charges d'alimentation connexes des raffineries, qui reflètent les conditions de marché lors de l'achat des matières premières. Ce décalage entre l'achat et la vente peut s'étirer sur une période allant de plusieurs semaines à plusieurs mois et est influencé par les délais de livraison du brut après l'achat (qui peuvent atteindre plusieurs semaines dans le cas du brut extracôtier de provenance étrangère), par les niveaux des stocks de brut régional, par les délais de raffinage, par les délais de transport jusqu'aux circuits de distribution et par les niveaux de stocks de produits raffinés régionaux.

Suncor prépare et présente une estimation de l'incidence du recours à la méthode d'évaluation des stocks PEPS plutôt que de la méthode DEPS. La direction utilise cette information pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation de la Société et pour la comparer avec celle des raffineries comparables qui sont autorisées à évaluer les stocks selon la méthode DEPS en vertu des PCGR des États-Unis.

L'estimation de la Société ne provient pas d'un calcul normalisé et, par conséquent, elle pourrait ne pas être directement comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Elle ne doit donc pas être prise en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies selon les PCGR ou les PCGR des États-Unis.

## **10. ABRÉVIATIONS COURANTES**

Une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent rapport de gestion est présentée ci-après :

### Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
GJ	gigajoule
kpi <sup>3</sup>	milliers de pieds cubes
kpi <sup>3e</sup>	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3</sup>	millions de pieds cubes
Mpi <sup>3</sup> /j	millions de pieds cubes par jour
Mpi <sup>3e</sup>	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3e</sup> /j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts
MWh	mégawattheures

### Lieux et devises

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
\$ US	Dollars américains

### Contexte financier et commercial

T2	Trimestre clos le 30 juin
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile exchange
ICE	Intercontinental Exchange

## 11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience 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 traitent de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « futur », « avenir » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- la durée et les conséquences prévues des travaux de maintenance planifiés, notamment ceux qui toucheront le secteur Sables pétrolifères et la raffinerie de Montréal;
- la prévision selon laquelle le fait de garantir l'utilisation à long terme des installations de cogénération de Poplar Creek permettra d'améliorer l'efficacité, la fiabilité et la rentabilité, et la prévision selon laquelle l'entente d'échange d'actifs avec TransAlta se conclura au troisième trimestre de 2015;
- les projets de croissance de Suncor, y compris : i) les énoncés concernant le projet minier Fort Hills, qui procurera à la Société environ 73 000 bblj de bitume, la production de pétrole devant commencer au quatrième trimestre de 2017 et atteindre par la suite 90 % de la capacité prévue dans un délai de 12 mois; et ii) les énoncés au sujet du début de la production de pétrole en 2017 pour le projet Hebron;
- la répartition prévue du capital de la Société, les dépenses en immobilisations prévues de l'ordre de 5,8 G\$ à 6,4 G\$, les perspectives de production, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères prévues et les taux d'impôt canadien et international prévus;
- le fait que Suncor prévoit que les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison de la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits;
- le fait que Suncor disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2015, de l'ordre de 5,8 G\$ à 6,4 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des placements à court terme dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés en 2015, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'émission de papier commercial ou de billets ou de débentures à long terme et que, si d'autres capitaux sont nécessaires, le fait qu'il est raisonnable de penser qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement sur les marchés des capitaux d'emprunt aux conditions et aux taux normalement consentis aux entreprises;
- le fait que Suncor est d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait l'aider à gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- la position de la Société à l'égard de l'avis de nouvelle cotisation qu'elle a reçu de l'ARC (et par conséquent des autorités provinciales) concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés, son opinion étant qu'elle réussira à faire valoir sa position fiscale initiale à cet égard et qu'elle

*prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. La Société a versé une sûreté d'environ 635 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales, mais elle pourrait devoir remettre un montant de trésorerie au lieu d'une sûreté relativement aux avis de nouvelle cotisation.*

*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 significative 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 résultats financiers et le rendement d'exploitation des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, E&P et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs.*

*Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut peu sulfureux et le pétrole brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; notre dépendance à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer les dépenses en immobilisations de croissance et de maintien du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des gisements et des installations in situ ou la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les charges d'exploitation soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et influencées par la volatilité du prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; notre capacité de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement); les risques et les incertitudes liés à l'obtention des autorisations réglementaires et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités de prospection et de mise en valeur; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.*

*Les facteurs influant sur les activités de notre secteur E&P sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes d'exploitation inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques d'ordre politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye en raison de l'agitation politique persistante et le risque que les activités de Suncor en Syrie continuent d'être perturbées par des sanctions et des troubles politiques; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires pour exercer des activités de prospection et de mise en valeur; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.*

*Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Raffinage et commercialisation sont, entre autres, les suivants : les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les marges de la Société; la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels; notre capacité*

*d'exploiter de façon fiable nos installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter nos objectifs de production et de vente; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; des risques et des incertitudes susceptibles de perturber les calendriers de construction ou de maintenance planifiés, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres répercussions de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de nos raffineries et de nos centres de distribution.*

*Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation 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 y compris les taxes et impôts ou les avis de nouvelle cotisation ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, notamment en ce qui concerne les avis de nouvelle cotisation que Suncor a reçus de l'ARC, de l'Ontario, de l'Alberta 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, ou 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 cyberterrorismes, 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. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.*

*Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés et aux renseignements de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, et dans le rapport de gestion annuel de 2014 et la notice annuelle de 2014 ainsi que le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au [www.sec.gov](http://www.sec.gov). Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.*

# ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	8 095	10 446	15 224	20 788
Autres produits (note 4)	49	203	306	338
	<b>8 144</b>	<b>10 649</b>	<b>15 530</b>	<b>21 126</b>
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	3 061	4 676	5 833	8 405
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 036	2 495	4 331	4 951
Transport	245	223	512	480
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 305	2 690	2 638	3 830
Prospection	173	131	356	257
(Profit) perte à la cession d'actifs	(104)	4	(102)	4
(Produits financiers) charges financières (note 8)	(30)	(158)	1 108	313
	<b>6 686</b>	<b>10 061</b>	<b>14 676</b>	<b>18 240</b>
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>1 458</b>	<b>588</b>	<b>854</b>	<b>2 886</b>
<b>Impôt sur le résultat (note 9)</b>				
Exigible	408	649	592	1 460
Différé	321	(272)	(126)	(270)
	<b>729</b>	<b>377</b>	<b>466</b>	<b>1 190</b>
<b>Résultat net</b>	<b>729</b>	<b>211</b>	<b>388</b>	<b>1 696</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Éléments reclassés en résultat net				
Profit réalisé à la cession d'actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 11)	(85)	—	(85)	—
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(6)	(161)	380	31
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	85	4	55	(56)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(6)</b>	<b>(157)</b>	<b>350</b>	<b>(25)</b>
<b>Résultat global</b>	<b>723</b>	<b>54</b>	<b>738</b>	<b>1 671</b>
<b>Résultat net par action ordinaire (en dollars) (note 10)</b>				
De base	0,50	0,14	0,26	1,15
Dilué	0,50	0,14	0,26	1,15
Dividendes en trésorerie	0,28	0,23	0,56	0,46

Se reporter aux notes annexes.

# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 juin 2015	31 déc. 2014
<b>Actif</b>		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	4 892	5 495
Créances	4 631	4 275
Stocks	3 527	3 466
Impôt sur le résultat à recouvrer	413	680
Total de l'actif courant	13 463	13 916
Immobilisations corporelles, montant net		
Prospection et évaluation	2 222	2 248
Autres actifs	1 153	598
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 080	3 083
Actifs d'impôt différé	13	26
Total de l'actif	80 658	79 671
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif courant		
Dettes à court terme	933	806
Tranche courante de la dette à long terme	31	34
Dettes et charges à payer	5 503	5 704
Tranche courante des provisions	773	752
Impôt à payer	1 161	1 058
Total du passif courant	8 401	8 354
Dettes à long terme	13 162	12 489
Autres passifs non courants	1 595	1 787
Provisions (note 12)	5 302	4 895
Passifs d'impôt différé	10 583	10 543
Capitaux propres	41 615	41 603
Total du passif et des capitaux propres	80 658	79 671

Se reporter aux notes annexes.

# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net	729	211	388	1 696
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 305	2 690	2 638	3 830
Impôt sur le résultat différé	321	(272)	(126)	(270)
Charge de désactualisation	45	51	97	102
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(181)	(326)	781	31
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	(75)	(69)	73	(58)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(104)	4	(102)	4
Rémunération fondée sur des actions	1	209	(147)	155
Prospection	149	58	198	80
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(69)	(88)	(202)	(198)
Autres	34	(62)	32	(86)
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(361)	(123)	(960)	(1 270)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 794	2 283	2 670	4 016
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 575)	(1 763)	(2 901)	(3 253)
Produit de la cession d'actifs	229	14	269	30
Autres placements	(4)	(26)	(8)	(35)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	7	85	(40)	100
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 343)	(1 690)	(2 680)	(3 158)
<b>Activités de financement</b>				
Variation nette de la dette	(6)	(6)	52	(11)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	15	150	49	203
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	—	(271)	—	(655)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(405)	(338)	(810)	(676)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(396)	(465)	(709)	(1 139)
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents</b>				
	55	128	(719)	(281)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	12	(42)	116	11
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	4 825	4 846	5 495	5 202
<b>Trésorerie et équivalents à la clôture de la période</b>	<b>4 892</b>	<b>4 932</b>	<b>4 892</b>	<b>4 932</b>
<b>Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie</b>				
Intérêts payés	348	295	424	367
Impôt sur le résultat payé	210	543	1 002	1 668

Se reporter aux notes annexes.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2013	19 395	598	115	21 072	41 180	1 478 315
Résultat net	—	—	—	1 696	1 696	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	31	—	31	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 18 \$	—	—	—	(56)	(56)	—
Résultat global	—	—	31	1 640	1 671	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	264	(21)	—	—	243	6 473
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	13	—	—	(13)	—	—
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 7)	(222)	—	—	(433)	(655)	(16 919)
Variation du passif lié à l'engagement de rachat d'actions	47	—	—	49	96	—
Rémunération fondée sur des actions	—	27	—	—	27	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(676)	(676)	—
30 juin 2014	19 497	604	146	21 639	41 886	1 467 869
31 décembre 2014	19 311	609	504	21 179	41 603	1 444 119
Résultat net	—	—	—	388	388	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	380	—	380	—
Profit réalisé à la cession d'actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 11)	—	—	(85)	—	(85)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 21 \$	—	—	—	55	55	—
Résultat global	—	—	295	443	738	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	63	(7)	—	—	56	1 646
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	19	—	—	(19)	—	—
Rémunération fondée sur des actions	—	28	—	—	28	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(810)	(810)	—
30 juin 2015	19 393	630	799	20 793	41 615	1 445 765

Se reporter aux notes annexes.



# NOTES ANNEXES

(non audité)

## 1. ENTITÉ PRÉSENTANT L'INFORMATION FINANCIÈRE ET DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor consistent en la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des partenariats.

L'adresse du siège social de la Société est la suivante : 150 – 6<sup>th</sup> Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3.

## 2. MODE DE PRÉSENTATION

### a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board. Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 31 décembre 2014.

Des chiffres comparatifs ont été reclassés afin que leur présentation soit conforme à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé. Ainsi, les chiffres relatifs à certains achats de gaz utilisé dans le processus de valorisation secondaire pour le secteur Sables pétrolifères sont dorénavant classés en tant qu'achats plutôt que dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux; de même, les frais liés à l'expédition pour le secteur Raffinage et commercialisation sont dorénavant classés en tant que frais de transport plutôt que dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux.

### b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans le sommaire des méthodes comptables présenté dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

### c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de la Société.

### d) Recours à des estimations et au jugement

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire usage de jugement. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements futurs prévus se produisent. Les estimations et jugements significatifs utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

### e) Impôt sur le résultat

La Société comptabilise l'incidence des changements de taux d'impôt dans le résultat de la période au cours de laquelle les taux révisés sont pratiquement en vigueur.

## 3. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs d'exploitation de la Société sont présentés en fonction de la nature de leurs produits et de leurs services et de la responsabilité de la direction.

Les ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et prises en compte, aux fins de la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert. Ces montants sont éliminés à la consolidation.

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	2 204	2 861	729	1 183	5 269	6 772	27	23	8 229	10 839
Produits intersectoriels	555	1 017	51	60	1	36	(607)	(1 113)	—	—
Moins les redevances	(38)	(252)	(96)	(141)	—	—	—	—	(134)	(393)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	2 721	3 626	684	1 102	5 270	6 808	(580)	(1 090)	8 095	10 446
Autres produits	(13)	(5)	(4)	178	(26)	4	92	26	49	203
	2 708	3 621	680	1 280	5 244	6 812	(488)	(1 064)	8 144	10 649
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	53	133	1	132	3 574	5 526	(567)	(1 115)	3 061	4 676
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 285	1 488	129	139	519	596	103	272	2 036	2 495
Transport	141	122	24	22	90	90	(10)	(11)	245	223
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	760	1 934	338	559	169	169	38	28	1 305	2 690
Prospection	4	5	169	126	—	—	—	—	173	131
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	5	(6)	—	(101)	(1)	4	—	(104)	4
Charges financières (produits financiers)	39	33	(4)	8	—	4	(65)	(203)	(30)	(158)
	2 281	3 720	651	986	4 251	6 384	(497)	(1 029)	6 686	10 061
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>427</b>	<b>(99)</b>	<b>29</b>	<b>294</b>	<b>993</b>	<b>428</b>	<b>9</b>	<b>(35)</b>	<b>1 458</b>	<b>588</b>
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	110	281	90	379	267	121	(59)	(132)	408	649
Différé	361	(304)	(105)	(48)	63	1	2	79	321	(272)
	471	(23)	(15)	331	330	122	(57)	(53)	729	377
<b>Résultat net</b>	<b>(44)</b>	<b>(76)</b>	<b>44</b>	<b>(37)</b>	<b>663</b>	<b>306</b>	<b>66</b>	<b>18</b>	<b>729</b>	<b>211</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>										
	985	986	396	461	172	246	22	70	1 575	1 763

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	3 981	5 561	1 461	2 412	10 009	13 514	51	49	15 502	21 536
Produits intersectoriels	1 062	2 207	88	272	23	54	(1 173)	(2 533)	—	—
Moins les redevances	(56)	(444)	(222)	(304)	—	—	—	—	(278)	(748)
Produits d'exploitation (déduction faite des redevances)	4 987	7 324	1 327	2 380	10 032	13 568	(1 122)	(2 484)	15 224	20 788
Autres produits	45	4	112	180	(9)	11	158	143	306	338
	5 032	7 328	1 439	2 560	10 023	13 579	(964)	(2 341)	15 530	21 126
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	123	214	2	284	6 870	10 349	(1 162)	(2 442)	5 833	8 405
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 657	2 990	260	292	1 079	1 205	335	464	4 331	4 951
Transport	293	262	51	48	188	191	(20)	(21)	512	480
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 533	2 603	703	858	332	321	70	48	2 638	3 830
Prospection	109	80	247	177	—	—	—	—	356	257
Perte (profit) à la cession d'actifs	7	5	(5)	—	(101)	(1)	(3)	—	(102)	4
Charges financières (produits financiers)	78	61	34	17	(7)	6	1 003	229	1 108	313
	4 800	6 215	1 292	1 676	8 361	12 071	223	(1 722)	14 676	18 240
<b>Résultat avant impôt</b>	232	1 113	147	884	1 662	1 508	(1 187)	(619)	854	2 886
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	106	579	191	707	472	406	(177)	(232)	592	1 460
Différé	316	(289)	(550)	(80)	35	9	73	90	(126)	(270)
	422	290	(359)	627	507	415	(104)	(142)	466	1 190
<b>Résultat net</b>	(190)	823	506	257	1 155	1 093	(1 083)	(477)	388	1 696
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>										
	1 778	1 897	752	905	256	351	115	100	2 901	3 253

## 4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Activités de négociation de l'énergie				
Variation de la juste valeur des contrats	(7)	(6)	—	106
(Diminution) augmentation de la valeur des stocks	(11)	6	64	11
Activités de gestion des risques <sup>1)</sup>	38	(8)	46	(14)
Réévaluation des réserves <sup>2)</sup>	—	145	—	145
Produits financiers et produit d'intérêts	24	35	42	62
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	9	11	14	17
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance <sup>3)</sup>	—	—	104	—
Variation de la valeur des engagements relatifs à la capacité pipelinère et autres	(4)	20	36	11
	<b>49</b>	<b>203</b>	<b>306</b>	<b>338</b>

- 1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétroliers et Raffinage et commercialisation, et des swaps différés de taux d'intérêt à long terme dans le secteur Siège social.
- 2) Autres produits de 145 M\$ (32 M\$ après impôt) liés à la réévaluation des réserves de 1,2 million de barils de pétrole à recevoir relativement à une participation que détenait la Société dans des actifs norvégiens.
- 3) Inclut des produits tirés d'une assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova du secteur Exploration et production.

## 5. DÉPRÉCIATION DES ACTIFS

### Sables pétroliers

#### Projet minier Joslyn

Pour le deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 718 M\$ (déduction faite de l'impôt de 248 M\$) liée à sa participation dans le projet minier Joslyn. Ce montant a été porté en diminution des immobilisations corporelles (318 M\$) et des actifs de prospection et d'évaluation (400 M\$). Par suite de son évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus et en raison de l'incertitude entourant le projet, notamment en ce qui a trait au calendrier des plans de mise en valeur, la Société a effectué un test de dépréciation au 30 juin 2014 au moyen d'une approche fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie et les flux de trésorerie actualisés.

Au 30 juin 2015, la valeur comptable résiduelle de la quote-part de la Société dans le projet minier Joslyn se chiffrait à 400 M\$.

#### Autres

Pour le deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 223 M\$ (déduction faite de l'impôt de 77 M\$) dans le secteur Sables pétroliers après un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec les stratégies de croissance révisées de Suncor et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière. Ces actifs comprenaient un pipeline et le compresseur s'y raccordant, ainsi que des composants servant à la production de vapeur.

### Exploration et production

#### Libye

Pour le deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 297 M\$ de ses actifs en Libye. Ce montant a été porté en diminution des immobilisations corporelles (129 M\$) et des actifs de prospection et d'évaluation (168 M\$). En raison de l'interruption de la production découlant de la fermeture de certains terminaux d'exportation libyens et des plans de production révisés de la Société pour la durée résiduelle des contrats de partage de la production, la Société a effectué un test de dépréciation au 30 juin 2014 au moyen d'une approche fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie et les flux de trésorerie actualisés.

Au 30 juin 2015, la valeur comptable résiduelle de l'actif net de la Société en Libye se chiffrait à environ 375 M\$.

## 6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ».

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	8	9	28	27
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	(2)	227	95	328
	6	236	123	355

## 7. OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

Dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Suncor a racheté 6,5 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 271 M\$ au cours du trimestre clos le 30 juin 2014 (rachat de 16,9 millions d'actions ordinaires au cours du semestre clos le 30 juin 2014 pour une contrepartie totale de 655 M\$).

Le tableau suivant résume les rachats d'actions au cours de la période :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	—	6 465	—	16 919
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	—	85	—	222
Résultats non distribués	—	186	—	433
Coût des rachats d'actions	—	271	—	655

Après le 30 juin 2015, la Bourse de Toronto a accepté un avis d'intention déposé par Suncor dans lequel celle-ci annonce son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin de continuer à racheter des actions aux termes de son programme de rachat précédemment annoncé par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis d'intention stipule que Suncor est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 500 M\$ entre le 5 août 2015 et le 4 août 2016.

## 8. (PRODUITS FINANCIERS) CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Intérêts sur la dette	214	179	424	362
Intérêts incorporés à l'actif	(110)	(113)	(203)	(221)
Charge d'intérêts	104	66	221	141
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	11	12	26	26
Charge de désactualisation	45	51	97	102
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(181)	(326)	781	31
Écarts de change et autres	(9)	39	(17)	13
	(30)	(158)	1 108	313

## 9. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au deuxième trimestre de 2015, le gouvernement de l'Alberta a adopté une augmentation du taux d'impôt des sociétés, le faisant passer de 10 % à 12 % à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015. En conséquence, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé et inscrit une charge d'impôt différé de 423 M\$.

Au premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a baissé le taux d'impôt supplémentaire prélevé sur les bénéfices réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a eu pour effet de réduire le taux d'impôt prévu par la loi sur les bénéfices de Suncor au Royaume-Uni de 62 % à 50 %. Après avoir réévalué ses soldes d'impôt différé, la Société a inscrit une diminution non-récurrente de l'impôt différé de 406 M\$.

Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (l' « ARC ») annoncé précédemment, la Société a reçu au cours du deuxième trimestre de 2014 un avis de nouvelle cotisation concernant le traitement fiscal de pertes qui avaient été réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. Le montant total de la nouvelle cotisation, y compris l'impôt, les pénalités et les intérêts, s'établit à environ 920 M\$. La Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et continue de croire fermement qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale et elle prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. En plus de ce qui précède, la Société :

- a reçu des avis de nouvelle cotisation des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec, s'élevant respectivement à environ 124 M\$, 100 M\$ et 42 M\$, relativement au règlement de certains contrats dérivés;
- a versé une sûreté d'environ 635 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario;
- a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec;
- a déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en novembre 2014 et interjette actuellement appel devant la Cour.

Si la Société ne parvenait pas à défendre sa position fiscale, cela pourrait avoir une incidence pouvant aller jusqu'à 1,2 G\$ sur son résultat et sa trésorerie.

## 10. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2015	30 juin 2014	2015	30 juin 2014
Résultat net	729	211	388	1 696
Effet dilutif des attributions comptabilisées comme des paiements réglés en actions <sup>1)</sup>	(4)	—	(3)	—
Résultat net dilué	725	211	385	1 696
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 446	1 468	1 445	1 470
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	1	4	2	3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 447	1 472	1 447	1 473
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	0,50	0,14	0,26	1,15
Résultat dilué par action	0,50	0,14	0,26	1,15

1) Les options de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Comme ces attributions peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat net dilué par action de la Société si, pour la période, elles ont un effet dilutif. La comptabilisation de ces attributions à titre de paiements réglés en actions a été déterminée comme ayant un effet dilutif pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015.

## 11. INSTRUMENTS FINANCIERS

### Instrument financiers dérivés

#### a) Instruments financiers dérivés non désignés

Le tableau suivant présente les dérivés non désignés de négociation de l'énergie et de gestion des risques ainsi que les dérivés disponibles à la vente de la Société, tous évalués à la juste valeur au 30 juin 2015.

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Actifs disponibles à la vente	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2014	20	110	183	313
Juste valeur des contrats réalisés comptabilisés en résultat net	(27)	(91)	(183)	(301)
Variations de la juste valeur (note 4)	—	46	—	46
Juste valeur des contrats en cours au 30 juin 2015	(7)	65	—	58

Les actifs disponibles à la vente se rapportaient à la participation de la Société dans Pioneer Energy. À la suite de la conclusion d'une entente visant la vente à un tiers de sa participation dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy, Suncor a augmenté de 98 M\$ la juste valeur de sa participation dans Pioneer Energy pour la porter à 183 M\$ au troisième trimestre de 2014, afin de refléter le prix de vente convenu. Au deuxième trimestre de 2015, Suncor a conclu la vente, laquelle s'est traduite par un profit après impôt de 68 M\$.

La Société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres d'emprunt. Au 30 juin 2015, la Société avait conclu des swaps différés d'une valeur de 500 M\$ US.

**b) Hiérarchie des justes valeurs**

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 30 juin 2015, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	16	73	—	89
Dettes	(19)	(12)	—	(31)
	(3)	61	—	58

Au deuxième trimestre de 2015, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs et aucun transfert vers ou depuis le niveau 3.

**Instruments financiers non dérivés**

Au 30 juin 2015, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 12,2 G\$ (11,5 G\$ au 31 décembre 2014) et sa juste valeur, à 14,2 G\$ (13,5 G\$ au 31 décembre 2014). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

**12. PROVISIONS**

Pour le semestre clos le 30 juin 2015, une augmentation nette de 428 M\$ des provisions a été enregistrée. Cette augmentation s'explique principalement par une hausse de 375 M\$ de la provision pour démantèlement et remise en état, laquelle découle d'une baisse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit.

**13. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE**

Le 7 juillet 2015, Suncor a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec TransAlta Corporation portant sur l'échange du parc Kent Breeze de Suncor et de sa participation dans le parc éolien Wintering Hills contre les installations de cogénération de Poplar Creek de TransAlta. Dans le cadre de l'entente, Suncor a conclu un contrat de location d'une durée de 15 ans visant deux générateurs à turbine à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur de Poplar Creek. La transaction devrait se conclure au troisième trimestre de 2015.





# SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de	
	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	30 juin 2014	12 mois close le 31 déc. 2014	
<b>Sables pétrolifères</b>								
<b>Production totale (kb/j)</b>	<b>448,7</b>	475,6	419,3	441,1	403,1	<b>462,1</b>	413,5	421,9
<b>Secteur Sables pétrolifères</b>								
<b>Volumes de production (kb/j)</b>								
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	327,4	346,5	276,3	292,5	276,2	336,9	293,9	289,1
Bitume non valorisé	96,4	93,9	107,9	119,2	102,6	95,1	89,9	101,8
<b>Production du secteur Sables pétrolifères</b>	<b>423,8</b>	440,4	384,2	411,7	378,8	<b>432,0</b>	383,8	390,9
<b>Production de bitume (kb/j)</b>								
Production minière	315,5	318,3	254,1	296,9	256,1	316,9	273,2	274,4
Activités <i>in situ</i> – Firebag	168,1	188,7	182,2	170,9	172,4	178,3	168,3	172,0
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	31,5	29,3	28,7	28,2	27,4	30,4	25,2	27,0
<b>Total de la production de bitume</b>	<b>515,1</b>	536,3	465,0	496,0	455,9	<b>525,6</b>	466,7	473,4
<b>Ventes (kb/j)</b>								
Brut léger peu sulfureux	102,4	112,5	75,5	93,1	107,7	107,5	115,3	99,7
Diesel	35,1	30,8	31,2	34,7	25,1	33,0	28,3	30,7
Brut léger sulfureux	194,4	201,3	152,7	175,3	139,9	197,8	153,8	158,9
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	331,9	344,6	259,4	303,1	272,7	338,3	297,4	289,3
Bitume non valorisé	91,8	95,8	110,2	116,9	107,4	93,8	89,0	101,4
<b>Total des ventes</b>	<b>423,7</b>	440,4	369,6	420,0	380,1	<b>432,1</b>	386,4	390,7
<b>Prix de vente moyen<sup>1)</sup> (\$/b)</b>								
Pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel	77,65	63,36	88,78	109,13	118,36	70,40	116,58	109,02
Pétrole brut synthétique sulfureux et bitume	52,71	40,10	61,68	81,28	84,41	46,32	82,10	76,66
Moyenne	60,81	47,67	69,51	89,38	96,40	54,15	95,00	87,46
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>2)</sup> (\$/b)</b>								
Charges décaissées	26,15	25,70	31,15	28,10	30,05	25,95	30,40	30,00
Gaz naturel	1,85	2,70	3,30	3,00	4,05	2,25	4,50	3,80
	28,00	28,40	34,45	31,10	34,10	28,20	34,90	33,80
<b>Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> seulement<sup>2)</sup> (\$/b)</b>								
Charges décaissées	9,25	9,90	8,85	9,45	11,15	9,60	11,35	10,20
Gaz naturel	3,80	4,10	5,20	5,80	6,65	3,95	7,45	6,45
	13,05	14,00	14,05	15,25	17,80	13,55	18,80	16,65
<b>Syncrude</b>								
<b>Production (kb/j)</b>	<b>24,9</b>	35,2	35,1	29,4	24,3	<b>30,1</b>	29,7	31,0
<b>Prix de vente moyen<sup>1)</sup> (\$/b)</b>	<b>75,19</b>	56,00	81,85	102,21	111,89	<b>64,00</b>	108,38	99,32
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>2)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	54,45	34,20	42,85	42,20	61,65	42,65	51,45	46,75
Gaz naturel	1,65	1,50	1,85	2,20	2,80	1,55	2,80	2,40
	56,10	35,70	44,70	44,40	64,45	44,20	54,25	49,15

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

# SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Exploration et production	30 juin 2015	Trimestres clos les			30 juin 2014	Semestres clos les		Période de 12 mois close le
		31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014		30 juin 2015	30 juin 2014	31 déc. 2014
<b>Production totale (kbep/j)</b>	<b>111,2</b>	126,8	138,3	78,2	115,3	<b>118,9</b>	118,1	113,0
<b>Volumes de production</b>								
Exploration et production – Canada								
<i>Côte Est du Canada</i>								
Terra Nova (kb/j)	7,3	23,3	24,0	11,9	15,2	15,3	16,7	17,3
Hibernia (kb/j)	18,3	22,0	20,8	22,3	24,2	20,1	24,7	23,1
White Rose (kb/j)	11,4	12,8	13,3	12,6	16,1	12,0	16,3	14,6
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	2,4	3,6	2,4	3,1	4,6	3,0	4,5	3,6
	39,4	61,7	60,5	49,9	60,1	50,4	62,2	58,6
Exploration et production – International								
Buzzard (kbep/j)	52,4	51,4	54,0	24,2	54,3	51,9	55,4	47,1
Golden Eagle (kbep/j)	14,5	9,8	2,2	—	—	12,2	—	0,6
Royaume-Uni (kbep/j)	66,9	61,2	56,2	24,2	54,3	64,1	55,4	47,7
Libye (kb/j)	4,9	3,9	21,6	4,1	0,9	4,4	0,5	6,7
	71,8	65,1	77,8	28,3	55,2	68,5	55,9	54,4
<b>Revenus nets</b>								
Côte Est du Canada (\$/b)								
Prix moyen obtenu	78,23	66,38	80,42	112,68	122,04	71,10	121,78	108,21
Redevances	(16,38)	(17,58)	(14,52)	(31,71)	(34,78)	(17,10)	(34,59)	(25,97)
Frais de transport	(1,73)	(1,76)	(1,91)	(2,27)	(1,60)	(1,74)	(1,76)	(1,97)
Charges d'exploitation	(16,63)	(9,57)	(14,66)	(13,74)	(12,28)	(12,39)	(11,18)	(13,11)
Revenus d'exploitation nets	43,49	37,47	49,33	64,96	73,38	39,87	74,25	67,16
Royaume-Uni (\$/bep)								
Prix moyen obtenu	72,84	64,48	84,87	109,67	116,43	68,87	115,40	106,96
Frais de transport	(2,66)	(2,32)	(2,60)	(3,18)	(2,80)	(2,50)	(2,83)	(2,84)
Charges d'exploitation	(5,86)	(7,33)	(4,47)	(14,74)	(5,73)	(6,50)	(5,75)	(6,42)
Revenus d'exploitation nets	64,32	54,83	77,80	91,75	107,90	59,87	106,82	97,70

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

## SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de	
	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	30 juin 2014	12 mois close le 31 déc. 2014	
<b>Raffinage et commercialisation</b>								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	525,5	519,7	548,2	542,4	515,9	522,7	515,7	531,7
Pétrole brut traité (kb/j)	416,8	437,1	440,8	435,7	391,1	426,6	416,3	427,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	90	95	95	94	85	92	90	93
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>								
Carburants de transport								
Essence	121,8	118,6	120,8	122,1	120,9	120,2	119,7	120,6
Distillats	91,8	96,0	84,9	81,7	76,4	93,9	80,6	81,9
Total des ventes de carburants de transport	213,6	214,6	205,7	203,8	197,3	214,1	200,3	202,5
Produits pétrochimiques	10,6	13,3	13,0	11,1	12,0	11,9	12,2	12,1
Asphalte	12,0	7,6	13,3	17,8	13,1	9,8	11,6	13,6
Autres	31,8	31,0	36,4	32,8	30,6	31,5	30,4	32,5
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>268,0</b>	<b>266,5</b>	<b>268,4</b>	<b>265,5</b>	<b>253,0</b>	<b>267,3</b>	<b>254,5</b>	<b>260,7</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	211,6	212,4	201,0	199,9	185,5	212,0	197,8	199,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	95	96	91	90	84	96	89	90
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>								
Carburants de transport								
Essence	126,7	119,2	126,6	128,3	123,6	123,0	117,9	122,8
Distillats	100,7	110,2	126,7	117,3	105,0	105,4	113,6	117,8
Total des ventes de carburants de transport	227,4	229,4	253,3	245,6	228,6	228,4	231,5	240,6
Asphalte	13,9	9,7	10,6	8,8	9,7	11,8	9,2	10,6
Autres	16,2	14,1	15,9	22,5	24,6	15,2	20,5	19,8
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>257,5</b>	<b>253,2</b>	<b>279,8</b>	<b>276,9</b>	<b>262,9</b>	<b>255,4</b>	<b>261,2</b>	<b>271,0</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	205,2	224,7	239,8	235,8	205,6	214,6	218,5	228,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	86	94	100	98	86	89	91	95

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

# SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

## Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation, le rendement du capital investi et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Suncor inclut ces mesures financières afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour analyser la performance d'entreprise, le niveau d'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées séparément des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

Le résultat d'exploitation et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères présentés pour chacun des trimestres de 2015 et de 2014 sont définis à la rubrique « Mises en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du rapport aux actionnaires publié pour chacun des trimestres de 2015 et de 2014 (les « rapports trimestriels »). Les flux de trésorerie d'exploitation et le rendement du capital investi présentés pour chacun des trimestres de 2015 et de 2014 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » de chacun des rapports trimestriels. Les autres mesures financières hors PCGR qui ne sont pas mentionnées dans le présent paragraphe sont définies et font l'objet d'un rapprochement dans le rapport de gestion de Suncor contenu dans le rapport annuel de 2014.

## Définitions

- 1) Prix de vente moyen – Calculé en tenant compte de l'incidence des activités de couverture, avant les redevances (le cas échéant) et déduction faite des frais de transport connexes.
- 2) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks et des coûts non liés à la production) et des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.

## Notes explicatives

- \* Les lecteurs sont avisés que les charges décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux mesures semblables calculées par d'autres entités (y compris les propres charges décaissées par baril de Suncor, à l'exclusion de Syncrude) en raison de la diversité des activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.

## Abréviations

b	–	baril
kb/j	–	milliers de barils par jour
kpi <sup>3</sup>	–	milliers de pieds cubes
kpi <sup>3</sup> e	–	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3</sup> /j	–	millions de pieds cubes par jour
Mpi <sup>3</sup> e/j	–	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
bep	–	barils équivalent pétrole
bep/j	–	barils équivalent pétrole par jour
kbep/j	–	milliers de barils équivalent pétrole par jour
revenus nets	–	les revenus nets ont été calculés en soustrayant du prix moyen obtenu les redevances, les frais de transport et les charges d'exploitation
m <sup>3</sup> /j	–	mètres cubes par jour

## Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés      1m<sup>3</sup> (mètre cube) = environ 6,29 barils



Suncor Énergie Inc.  
150 - 6 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3  
T : 403-296-8000

[suncor.com](http://suncor.com)