

2009

Communiqué



Pour publication immédiate  
Le 28 avril 2009

(also published in English)

## **Petro-Canada maintient une situation de trésorerie solide dans une conjoncture difficile au premier trimestre**

### **Points saillants**

- Activités fiables en amont et production de 410 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j), conformément aux indications fournies
- Progrès des trois projets de croissance majeurs déjà sanctionnés par la Société
- Diminution de 600 millions \$ des dépenses en immobilisations planifiées en 2009, qui passent à 3,4 milliards \$
- Annonce d'une fusion proposée avec Suncor Energy Inc. pour créer la plus grande société énergétique au Canada

**Calgary** – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation de 111 millions \$ (0,23 \$/action) pour le premier trimestre, en baisse de 88 % par rapport à 899 millions \$ (1,86 \$/action) au premier trimestre de 2008. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au premier trimestre de 2009 ont été de 702 millions \$ (1,45 \$/action), en baisse de 62 % par rapport à 1 852 millions \$ (3,83 \$/action) au même trimestre de l'exercice précédent.

La perte nette a été de 47 millions \$ ((0,10) \$/action) au premier trimestre de 2009, comparativement à un bénéfice net de 1 076 millions \$ (2,22 \$/action) à la même période de 2008.

« Une de nos principales priorités en ces temps difficiles consiste à maximiser les flux de trésorerie afin de préserver notre solide situation de trésorerie, a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction. Des activités d'exploitation fiables, une gestion financière prudente et notre capacité de générer des flux de trésorerie nous aident à surmonter le repli de la conjoncture.

« Nos secteurs Côte Est du Canada, International et Aval ont tous généré des flux de trésorerie raisonnablement élevés malgré les prix des marchandises et les marges de craquage plus faibles, a ajouté M. Brenneman. Ces résultats, de concert avec les réductions apportées à notre programme d'investissement de 2009 par rapport à ce qui avait été annoncé en décembre, nous ont permis de maintenir une situation de trésorerie solide dans une conjoncture difficile au premier trimestre. »

**Résultats du premier trimestre**

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action et les nombres d'actions)</i>	<b>Trois mois terminés les 31 mars</b>	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>
<b>Résultats consolidés</b>		
Bénéfice d'exploitation <sup>1</sup>	<b>111</b> \$	899 \$
– en \$/action	<b>0,23</b>	1,86
Bénéfice net (perte nette)	<b>(47)</b>	1 076
– en \$/action	<b>(0,10)</b>	2,22
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement <sup>2</sup>	<b>702</b>	1 852
– en \$/action	<b>1,45</b>	3,83
Dividendes – en \$/action	<b>0,20</b>	0,13
Dépenses en immobilisations	<b>681</b> \$	1 016 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions d'actions)</i>	<b>484,8</b>	484,0
Production totale nette, avant redevances <i>(en milliers de bep/j)</i> <sup>3</sup>	<b>410</b>	427
Rendement d'exploitation du capital investi <i>(en pourcentage)</i> <sup>4</sup>		
Amont	<b>27,4</b>	28,1
Aval	<b>3,6</b>	7,9
<b>Total – Société</b>	<b>15,9</b>	18,7

1 Le bénéfice d'exploitation est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation (qui représente le bénéfice net (la perte nette), excluant les gains ou les pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et à la vente d'actifs, incluant l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval et excluant les évaluations à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, les ajustements d'impôt, la charge de dépréciation d'actifs, les indemnités et les suppléments de prime d'assurance, les réductions de valeur de stocks de pétrole brut achetés, ainsi que les charges attribuables au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills – voir en page 3, MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR.

2 Liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement (voir en page 3, MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR).

3 La production totale comprend les volumes de gaz naturel convertis en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 pieds cubes (pi<sup>3</sup>) de gaz naturel pour un baril de pétrole.

4 Calculé sur une base mobile sur 12 mois.

## MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement sont couramment utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière et par Petro-Canada pour aider la direction et les investisseurs à analyser le rendement d'exploitation, le levier financier et les liquidités. En outre, le budget d'investissement de la Société a été préparé en fonction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation prévus avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, car le moment où les débiteurs sont recouverts ou les paiements effectués n'est pas considéré comme pertinent pour l'établissement du budget d'investissement. Le bénéfice d'exploitation représente le bénéfice net (la perte nette) en excluant les gains ou les pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et à la vente d'actifs, incluant l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval et excluant les évaluations à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, les ajustements d'impôt, la charge de dépréciation d'actifs, les indemnités et les suppléments de primes d'assurance, ainsi que les réductions de valeur de stocks de pétrole brut achetés et les charges dues au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills. La Société utilise le bénéfice d'exploitation pour évaluer le rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et le bénéfice d'exploitation n'ont pas de sens normalisé prescrit par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et, par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Le rapprochement des flux de trésorerie et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement avec la mesure correspondante conforme aux PCGR est exposé dans le tableau à la page 5. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation avec les mesures correspondantes définies par les PCGR est exposé dans le tableau ci-dessous.

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>	Trois mois terminés les 31 mars			
	2009	<i>(en \$/action)</i>	2008	<i>(en \$/action)</i>
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>(47) \$</b>	<b>(0,10) \$</b>	1 076 \$	2,22 \$
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères <sup>1</sup>	(99)		(48)	
Gain à la vente d'actifs	2		3	
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval	15		123	
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	(25)		68	
Ajustements d'impôt	5		26	
Charge de dépréciation d'actifs <sup>2</sup>	–		(24)	
Indemnités d'assurance déduction faite des suppléments de primes	–		29	
Charges dues au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills <sup>3</sup>	(56)		–	
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>111 \$</b>	<b>0,23 \$</b>	899 \$	1,86 \$

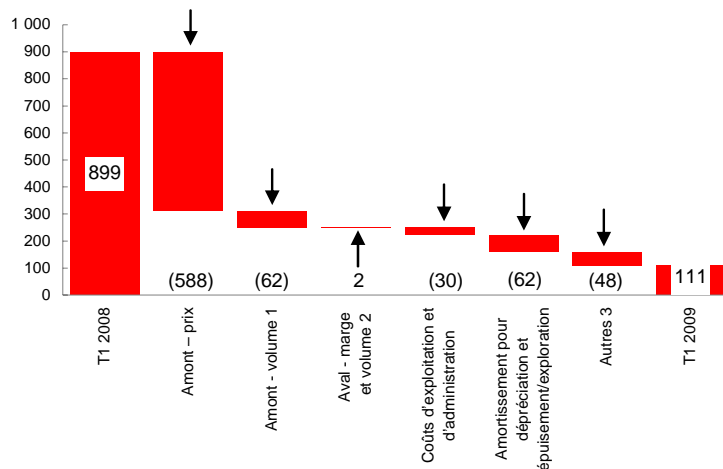
- 1 La conversion de devises étrangères reflète les gains ou les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains non associée au secteur International autonome ni aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur Gaz naturel nord-américain.
- 2 Au premier trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 35 millions \$ avant impôts (24 millions \$ après impôts) pour les coûts de développement de projet cumulés relativement au projet d'installation de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) proposé à Gros-Cacouna, au Québec, qui a été reporté en raison des conditions sur le marché mondial du GNL.
- 3 Au premier trimestre de 2009, le secteur Sables pétrolifères a enregistré des charges de 80 millions \$ avant impôts (56 millions \$ après impôts) visant à refléter les coûts additionnels engagés pour résilier certains contrats d'approvisionnements en produits et services et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de certaines immobilisations corporelles due au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills.

**Variation du bénéfice**

**1<sup>ER</sup> TRIMESTRE 2009 COMPARATIVEMENT AU 1<sup>ER</sup> TRIMESTRE 2008**

**Bénéfice d'exploitation**

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

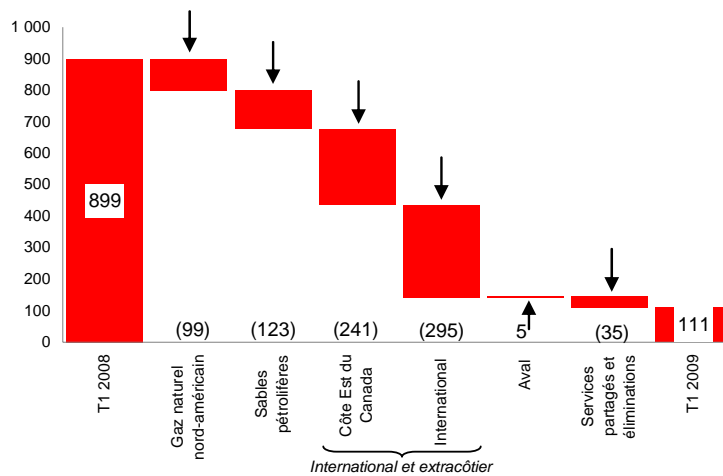


Le bénéfice d'exploitation a diminué de 88 % pour atteindre 111 millions \$ (0,23 \$/action) au premier trimestre de 2009, comparativement à 899 millions \$ (1,86 \$/action) au premier trimestre de 2008. Les résultats ont reflété les prix réalisés plus faibles en amont ((588) millions \$), la production moindre des volumes en amont<sup>1</sup> ((62) millions \$) et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration accrus ((62) millions \$), les coûts d'exploitation et d'administration ((30) millions \$) et les autres facteurs<sup>3</sup> ((48) millions \$) plus élevés. Les marges<sup>2</sup> dans le secteur Aval (2 millions \$) sont demeurées relativement inchangées.

- 1 Le facteur « Amont – volume » comprend la portion de l'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.
- 2 Les marges du secteur Aval comprennent l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements.
- 3 Les facteurs « Autres » comprennent principalement les intérêts débiteurs ((22) millions \$), la conversion de devises étrangères (10 millions \$) et les mouvements des stocks d'amont ((40) millions \$).

**Bénéfice d'exploitation par secteur**

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



La diminution du bénéfice d'exploitation au premier trimestre a reflété le bénéfice d'exploitation moindre des secteurs International ((295) millions \$), Côte Est du Canada ((241) millions \$) et Gaz naturel nord-américain ((99) millions \$), le fait que le secteur Sables pétrolières soit passé d'un bénéfice d'exploitation à une perte d'exploitation ((123) millions \$) et les coûts plus élevés des Services partagés et éliminations ((35) millions \$). Les résultats du secteur Aval (5 millions \$) sont demeurés relativement inchangés.

La perte nette au premier trimestre de 2009 a été de 47 millions \$ ((0,10) \$/action), comparativement à un bénéfice net de 1 076 millions \$ (2,22 \$/action) à la même période de 2008. La perte nette au premier trimestre de 2009 reflète la charge liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions comparativement à un recouvrement à la même période de l'exercice précédent, les pertes accrues liées à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et les charges dues au report de la décision d'investissement finale au sujet du projet Fort Hills. Le bénéfice net au premier trimestre de 2008 a reflété un ajustement positif très important au titre du coût actuel des approvisionnements du secteur Aval, dû à la hausse des coûts des charges d'alimentation de pétrole brut dans un contexte où on utilise la méthode du « premier entré, premier sorti » (PEPS) pour l'évaluation des stocks, comparativement à un ajustement positif beaucoup plus faible pour la période considérée.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>472</b>	<b>1 435</b>
Augmentation (diminution) du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation	<b>230</b>	<b>417</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement</b>	<b>702</b>	<b>1 852</b>

Au premier trimestre de 2009, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont été de 702 millions \$ (1,45 \$/action), en baisse par rapport à 1 852 millions \$ (3,83 \$/action) au même trimestre de 2008. La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a reflété la diminution du bénéfice net au cours de l'exercice précédent qui a mené à la perte nette au cours du trimestre considéré.

### Points saillants des résultats d'exploitation

La production au premier trimestre de 2009 s'est chiffrée en moyenne à 410 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada, en baisse par rapport à 427 000 bep/j nets au même trimestre de 2008. Les volumes ont reflété la production moindre des secteurs Gaz naturel nord-américain, Côte Est du Canada et International, contrebalancée en partie par la production accrue du secteur Sables pétrolifères.

Dans le secteur Aval, l'accroissement du débit des installations du projet de conversion de raffinerie (PCR) à Edmonton s'est poursuivi et les solides résultats du segment Commercialisation ont été contrebalancés en partie par le bénéfice moindre du segment Raffinage et approvisionnement.

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
<b>Amont – résultats consolidés</b>		
Production avant redevances		
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN), nette <i>(en milliers de barils/jour)</i>	<b>294</b>	308
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection <i>(en millions de pieds cubes/jour)</i>	<b>693</b>	712
Production totale, nette <i>(en milliers de barils équivalent pétrole/jour)</i> <sup>1</sup>	<b>410</b>	427
Prix moyens réalisés		
Pétrole brut et LGN <i>(en \$/baril)</i>	<b>52,08</b>	93,38
Gaz naturel <i>(en \$/millier de pieds cubes)</i>	<b>5,62</b>	7,59
<b>Aval</b>		
Ventes de produits pétroliers <i>(en milliers de mètres cubes/jour)</i>	<b>51,1</b>	52,2
Utilisation moyenne des raffineries <i>(en pourcentage)</i>	<b>88</b>	101
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts <i>(en cents/litre)</i>	<b>1,4</b>	1,2

1 La production totale comprend les volumes de gaz naturel convertis selon un facteur de 6 000 pieds cubes (pi<sup>3</sup>) de gaz naturel pour un baril de pétrole.

### STRATÉGIE D'ENTREPRISE

*La stratégie de Petro-Canada est de créer de la valeur pour les actionnaires en réalisant une croissance à long terme rentable et en améliorant la rentabilité des activités de base. Le 23 mars 2009, la Société a annoncé un plan de fusion avec Suncor Energy Inc. (Suncor) afin de créer la plus grande société énergétique au Canada.*

Le programme d'investissement de Petro-Canada appuie la mise en service de six projets majeurs au cours des prochaines années dans le but d'obtenir une croissance rentable à long terme. La Société prévoit que la production d'amont augmentera considérablement lorsque ces projets majeurs entreront en production. La Société prévoit faire progresser l'agrandissement du champ White Rose au large de la côte Est du Canada, le projet gazier Ebla en Syrie et les projets de mise en valeur associés aux nouveaux contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) en Libye qui ont été sanctionnés par l'entreprise. Les trois autres projets, soit le projet d'agrandissement de MacKay River, le projet d'exploitation minière Fort Hills et le projet de cokeur à Montréal, ne sont pas sanctionnés et sont mis en attente jusqu'à ce que les prix des marchandises et les marchés financiers se stabilisent et que la fusion proposée avec Suncor soit réalisée.

Petro-Canada travaille continuellement à améliorer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de ses activités de base et s'efforce de réaliser une production d'amont conforme aux indications fournies.

## Perspectives

### *Mises à jour sur les activités*

- Syncrude entreprendra une révision planifiée complète du cokeur 8-3 au deuxième trimestre de 2009.
- Hibernia a reporté sa révision planifiée de 21 jours au deuxième trimestre de 2009.
- Terra Nova planifie une révision de neuf jours au deuxième trimestre de 2009 pour l'essai périodique des systèmes d'urgence et une autre révision de 21 jours au troisième trimestre de 2009 pour l'exécution d'activités réglementaires et de maintenance planifiées.
- White Rose planifie une révision réglementaire et de maintenance de 28 jours au troisième trimestre de 2009. Celle-ci sera suivie d'une période de production réduite d'environ 40 jours pour la réalisation des travaux de raccordement sous-marin du champ North Amethyst.
- Buzzard planifie une révision de 28 jours au troisième trimestre de 2009 pour réaliser des travaux réglementaires et de raccordement du projet d'amélioration. La production sera réduite à nouveau pendant 14 jours au troisième trimestre en raison de travaux de maintenance portant sur le réseau de pipelines Forties.

### *Jalons des projets majeurs*

- Le taux de production des installations du PCR à Edmonton a continué de s'accroître au premier trimestre de 2009.
- Les activités de forage de développement, d'approvisionnement et de fabrication pour la portion North Amethyst du projet de mise en valeur des extensions de White Rose progressent et le champ devrait entrer en production tel que prévu vers la fin de 2009 ou le début de 2010. Les travaux d'évaluation de concepts de mise en valeur pour West White Rose continuent de progresser.
- Le projet gazier Ebla en Syrie se déroule comme prévu et était achevé à 60 % à la fin du premier trimestre de 2009. Trois puits ont été forés, dont un qui a été confié à l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction aux fins de raccordement. L'entrée en production est prévue vers le milieu de 2010.
- À la suite de la signature des nouveaux CEPP en Libye, le travail a débuté et la Société se consacre en priorité à préparer le programme de mise en valeur du champ Amal et à lancer le nouveau programme d'exploration. Les activités sismiques se sont poursuivies au premier trimestre de 2009 et le programme était achevé à environ 25 % à la fin du premier trimestre.
- Afin de préserver la solide situation de trésorerie de la Société, les trois projets de croissance non sanctionnés (le cokeur de Montréal, l'agrandissement de MacKay River et le projet d'exploitation minière de Fort Hills) sont mis en attente jusqu'à ce que les prix des marchandises et les marchés financiers se stabilisent et que la fusion proposée avec Suncor Energy soit réalisée. La Société révisé les coûts de ces projets afin de tirer parti de la conjoncture actuelle du marché.
- La société Fort Hills Energy Limited Partnership a conclu un accord avec le gouvernement de l'Alberta pour le prolongement des concessions de sables pétrolifères de Fort Hills jusqu'en 2019. Les approbations réglementaires de l'amendement au plan de mine de Fort Hills et l'approbation de l'usine de valorisation de Sturgeon ont été obtenues. Le volet du projet ayant trait à l'usine de valorisation de Sturgeon est en attente.

## RÉSULTATS DES SECTEURS D'ACTIVITÉ

### AMONT

#### Gaz naturel nord-américain

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>(2)</b>	<b>74</b>
Ajustements d'impôt	1	–
Gain à la vente d'actifs	–	2
Charge de dépréciation d'actifs <sup>1</sup>	–	(24)
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation</b>	<b>(3)</b>	<b>96</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>118</b>	<b>264</b>

1 Au premier trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 35 millions \$ avant impôts (24 millions \$ après impôts) pour les coûts de développement de projet cumulés relativement à l'installation de regazéification de GNL proposée à Gros-Cacouna, au Québec, le projet ayant été reporté en raison des conditions sur le marché mondial du GNL.

Au premier trimestre de 2009, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une perte d'exploitation de 3 millions \$, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 96 millions \$ au premier trimestre de 2008. Les prix réalisés et les volumes plus faibles, combinés à la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus importante, ont été contrebalancés en partie par les frais d'exploration moins élevés.

La production du secteur Gaz naturel nord-américain s'est chiffrée en moyenne à 645 millions de pi<sup>3</sup> équivalent gaz/jour au premier trimestre de 2009, en baisse par rapport à 665 millions de pi<sup>3</sup> équivalent gaz/jour au même trimestre de 2008. La production plus faible a reflété les dépenses en immobilisations moindres et l'épuisement naturel.

#### Sables pétrolifères

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>(68)</b>	<b>112</b>
Ajustements d'impôt	1	2
Charges dues au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills <sup>1</sup>	(56)	–
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation</b>	<b>(13)</b>	<b>110</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>(38)</b>	<b>168</b>

1 Au premier trimestre de 2009, le secteur Sables pétrolifères a enregistré des charges de 80 millions \$ avant impôts (56 millions \$ après impôts) visant à refléter les coûts engagés pour résilier certains contrats d'approvisionnement en produits et services de même que la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de certaines immobilisations corporelles à la suite du report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une perte d'exploitation de 13 millions \$ au premier trimestre de 2009, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 110 millions \$ au premier trimestre de 2008. Les prix réalisés plus faibles, de même que les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration accrus, ont été contrebalancés en partie par la production plus élevée.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est chiffrée en moyenne à 63 700 barils/jour au premier trimestre de 2009, en hausse de 15 % par rapport à 55 500 barils/jour au premier trimestre de 2008. La production plus importante a reflété principalement la grande fiabilité et la capacité accrue à MacKay River. La production de Syncrude a été relativement inchangée, car les contraintes de production du bitume et le début de la révision devancée du cokeur 8-3 à Syncrude durant le trimestre considéré ont été contrebalancés par la production réduite en raison des conditions hivernales rigoureuses au premier trimestre de 2008.

## International et extracôtier

### Côte Est du Canada

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
<b>Bénéfice net</b> <sup>1</sup>	<b>104</b>	<b>\$ 375</b>
Indemnités d'assurance liées à Terra Nova	-	29
Ajustements d'impôt	1	2
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>103</b>	<b>\$ 344</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>197</b>	<b>\$ 466</b>

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont réduit le bénéfice net de 39 millions \$ avant impôts (27 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2009. Le même facteur avait réduit le bénéfice net de 6 millions \$ avant impôts (4 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2008.

Au premier trimestre de 2009, le secteur Côte Est du Canada a enregistré un bénéfice d'exploitation de 103 millions \$, en baisse par rapport à 344 millions \$ au premier trimestre de 2008. Les prix réalisés et la production plus faibles ont été contrebalancés en partie par la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement moins importante.

La production du secteur Côte Est du Canada s'est chiffrée en moyenne à 87 900 barils/jour au premier trimestre de 2009, en baisse de 5 % par rapport à 92 100 barils/jour à la même période en 2008. La production à Hibernia a été légèrement plus élevée en raison de l'incidence positive de récents reconditionnements de puits, de la fiabilité élevée des installations et de l'ajout de un nouveau puits de production, qui ont contrebalancé l'épuisement naturel du champ. La production à White Rose a été plus élevée en raison de la réalisation d'une révision de 13 jours au premier trimestre de 2008. La production à Terra Nova a été plus faible en raison de l'épuisement naturel du champ.

### International

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
<b>Bénéfice net</b> <sup>1</sup>	<b>41</b>	<b>\$ 336</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>41</b>	<b>\$ 336</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>254</b>	<b>\$ 556</b>

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont accru le bénéfice net de 2 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2009. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 34 millions \$ avant impôts (25 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2008.

Le secteur International a enregistré un bénéfice d'exploitation de 41 millions \$ au premier trimestre de 2009, en baisse par rapport à un bénéfice de 336 millions \$ au premier trimestre de 2008. Les prix réalisés moindres pour le pétrole brut et les volumes de production plus faibles ont été contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation et les frais d'exploration moins élevés.

La production du secteur International s'est chiffrée en moyenne à 150 700 bep/j au premier trimestre de 2009, en baisse de 10 % par rapport à 168 200 bep/j au premier trimestre de 2008. La production plus faible a reflété les contraintes liées aux quotas de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) imposés en Libye, un arrêt non planifié de l'installation Triton pour des réparations de compresseur et l'épuisement naturel de plusieurs champs en mer du Nord.

### Mise à jour sur les activités d'exploration

Au premier trimestre de 2009, Petro-Canada et ses partenaires ont achevé les opérations portant sur cinq puits d'un programme qui en prévoit au plus 12 en 2009. Un puits a été complété en tant que découverte de gaz (L6-7 dans le secteur néerlandais de la mer du Nord). Ce puits a été démarré en 2008 mais complété au premier trimestre de 2009. Un puits a été complété en tant que découverte de pétrole (Hobby dans le secteur britannique de la mer du Nord). Par suite de la découverte, trois forages déviés sont planifiés à partir de ce puits, dont un a été complété jusqu'ici. Du gaz naturel a été découvert dans les trois puits forés en Alaska (Chandler 1, Wolf Creek 4 et Gubik 4). Les activités de forage ont été



complétées aux puits Wolf Creek et Gubik, ils ont donc été obturés et abandonnés. Le puits Chandler a été suspendu en vue de futurs essais éventuels. Ces puits font partie d'un programme multi-saisonnier et les résultats sont en train d'être évalués en vue de leur incorporation dans un plan d'ensemble visant à déterminer le caractère commercial de la mise en valeur du gaz naturel dans la région.

## AVAL

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
<b>Bénéfice net</b>	<b>82</b>	<b>184</b>
Gain à la vente d'actifs	2	1
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval	15	123
Ajustements d'impôt	2	2
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>63</b>	<b>58</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	279	308

Au premier trimestre de 2009, le secteur Aval a enregistré un bénéfice d'exploitation de 63 millions \$, en hausse par rapport à 58 millions \$ au même trimestre de 2008.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation de 8 millions \$ au premier trimestre de 2009, légèrement en baisse par rapport à un bénéfice d'exploitation de 9 millions \$ au premier trimestre de 2008. Le bénéfice d'exploitation plus bas a reflété les marges de craquage plus faibles pour les distillats, les écarts de prix défavorables entre les qualités de pétrole brut et les rendements en produits inférieurs à la raffinerie d'Edmonton. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges de raffinage réalisées accrues pour les lubrifiants, les bitumes, le coke, le mazout lourd, les gaz de pétrole liquéfiés et les huiles légères, les marges de craquage plus favorables pour l'essence et les incidences positives du change.

Le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation de 55 millions \$ au premier trimestre de 2009, en hausse par rapport à 49 millions \$ au même trimestre de 2008. Au premier trimestre de 2009, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges accrues pour les carburants, contrebalancées en partie par la demande de carburants plus faible.

## SOCIÉTÉ

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
<b>Services partagés et éliminations</b>		
<b>Perte nette</b>	<b>(204)</b>	<b>(5)</b>
Perte à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(99)	(48)
Recouvrement (charge) lié(e) à la rémunération à base d'actions <sup>1</sup>	(25)	68
Ajustements d'impôt	-	20
<b>Perte d'exploitation</b>	<b>(80)</b>	<b>(45)</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(108)	90

<sup>1</sup> A reflété la variation de l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions.

Les Services partagés et éliminations ont enregistré une perte d'exploitation de 80 millions \$ au premier trimestre de 2009, comparativement à une perte de 45 millions \$ à la même période en 2008. L'augmentation de la perte d'exploitation est attribuable aux intérêts débiteurs accrus et à l'élimination des profits des unités commerciales d'amont pour les ventes de pétrole brut au secteur Aval lorsque ce dernier possède encore des stocks de pétrole brut, par rapport à un recouvrement des pertes pour ces ventes à la même période l'an dernier.

Malgré les récents bouleversements sur les marchés financiers, la Société continue de jouir d'une bonne situation grâce à sa capacité et à sa flexibilité financières. En effet, Petro-Canada est capable de générer des flux de trésorerie, a accès aux soldes de trésorerie existants, dispose d'une importante capacité d'emprunt par l'intermédiaire de ses facilités de crédit et n'a pas d'exigences de refinancement à court terme. En 2009, la Société s'attend à couvrir son programme d'investissement au moyen des flux de trésorerie et, au besoin, des soldes de trésorerie et des facilités de crédit

disponibles. La Société surveillera les marchés de l'énergie et les marchés financiers tout au long de l'exercice et tirera parti de la flexibilité de son programme d'investissement pour échelonner les projets et ajuster les dépenses d'investissement au besoin.

Petro-Canada est l'une des plus importantes sociétés pétrolières et gazières du Canada, exerçant des activités à la fois dans les secteurs d'amont et d'aval de l'industrie au Canada et à l'échelle internationale. La Société crée de la valeur en exploitant de façon responsable les ressources énergétiques et en offrant des produits et des services pétroliers de calibre international. Petro-Canada est fière d'être partenaire national des Jeux olympiques et paralympiques d'hiver de 2010 à Vancouver. Les actions ordinaires de Petro-Canada se négocient à la Bourse de Toronto (TSX) sous le symbole PCA et à la Bourse de New York (NYSE) sous le symbole PCZ.

Le texte intégral du communiqué sur les résultats de Petro-Canada pour le premier trimestre, y compris le rapport de gestion, est disponible sur le site Web de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/en/investors/845.aspx> et sera disponible par l'intermédiaire de SEDAR à <http://www.sedar.com>.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le mardi 28 avril 2009 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). Pour y participer, veuillez composer le 1-800-769-8320 (sans frais en Amérique du Nord), 00-800-4222-8835 (sans frais à l'étranger) ou le 416-695-6622 à 8 h 55, HAE. Les représentants des médias sont invités à écouter la conférence téléphonique en composant le 1-800-952-4972 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-695-7848 et ils auront l'occasion de poser des questions à la fin de la conférence. La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Web de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/en/investors/845.aspx> le 28 avril 2009 à 9 h, HAE. Les personnes qui sont dans l'impossibilité d'écouter la conférence téléphonique en direct pourront en écouter un enregistrement sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de la conférence en composant le 1-800-408-3053 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-695-5800 (entrer le code d'accès 4003670#). Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de celle-ci.

#### MISE EN GARDE – RENSEIGNEMENTS DE NATURE PROSPECTIVE

Ce communiqué contient des renseignements de nature prospective. De tels renseignements se reconnaissent généralement aux termes utilisés, par exemple, « planifier », « anticiper », « prévoir », « croire », « viser », « avoir l'intention de », « s'attendre à », « estimer », « budgéter », ou d'autres expressions similaires qui suggèrent des résultats futurs ou font référence à des perspectives. Les renseignements de nature prospective comprennent des références à ce qui suit :

- stratégies et objectifs de l'entreprise
- futures décisions d'investissement
- perspectives (y compris les mises à jour sur les activités et les jalons stratégiques)
- futures dépenses en immobilisations et futurs frais d'exploration et autres
- futurs flux de trésorerie
- futurs achats et ventes de ressources
- activités de construction et de réparation anticipées
- révisions dans les raffineries et les autres installations anticipées
- marges de raffinage anticipées
- futurs niveaux de production de pétrole et de gaz naturel et sources de croissance de ceux-ci
- calendriers et résultats de développement et d'agrandissement d'installations
- futurs résultats et activités d'exploration et dates d'ici lesquelles certaines zones pourraient être mises en valeur ou entrer en production
- débits des établissements de vente au détail anticipés
- coûts préalables à la production et coûts d'exploitation anticipés
- estimations des réserves et des ressources
- redevances et impôts à payer
- estimations de la production sur la durée de vie des champs
- capacité d'exporter du gaz naturel
- futures activités de financement et activités se rapportant au capital (y compris le rachat d'actions ordinaires de Petro-Canada dans le cadre du programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités de la Société)
- passif éventuel (y compris l'exposition potentielle à des pertes liées à des contrats de concessionnaires des ventes au détail)
- incidence et coûts de la conformité aux règlements environnementaux actuels et éventuels
- futures approbations réglementaires
- taux de rendement prévus

De tels renseignements de nature prospective sont fondés sur un certain nombre d'hypothèses et d'analyses effectuées par la Société. Ces hypothèses et analyses sont décrites plus en détail dans ce communiqué et comprennent, sans toutefois s'y limiter, des hypothèses portant sur les prix futurs des marchandises, la situation économique, les dépenses en capital nécessaires, les niveaux des flux de trésorerie, les exigences réglementaires, la capacité de l'industrie, les résultats de l'exploration et du forage de développement et la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements.

On ne doit pas accorder une confiance induite aux renseignements de nature prospective. De tels renseignements de nature prospective sont soumis à des risques connus et inconnus et à des incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats, réalisations et niveaux d'activité réels diffèrent de façon importante de ceux qui sont exprimés ou suggérés par de tels renseignements. De tels risques et incertitudes comprennent, sans s'y limiter :

- la possibilité de regrouper et de réorganiser les sociétés
- les changements dans la capacité de l'industrie
- l'imprécision des estimations des réserves en termes de volumes de pétrole, de gaz naturel et de liquides récupérables à partir de zones de ressources et d'autres sources non actuellement classées en tant que réserves
- les effets des conditions météorologiques et climatiques
- les résultats des activités de forages d'exploration et de développement et des activités connexes
- la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements
- les décisions ou les approbations de tribunaux administratifs
- les risques liés aux activités pétrolières et gazières au Canada et à l'étranger
- les changements dans les conditions générales de l'économie, des marchés et des affaires
- les mesures concurrentielles prises par d'autres sociétés
- les fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel
- les changements dans les marges de raffinage et de commercialisation
- la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés
- les fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change
- les mesures prises par les autorités gouvernementales (y compris les modifications apportées aux taux d'impôts et de redevances et aux stratégies d'utilisation des ressources)
- les modifications apportées à la réglementation environnementale et autre
- les événements politiques internationaux
- la nature et la portée des mesures prises par les parties intéressées ou le public en général

Bon nombre de ces facteurs et d'autres facteurs similaires sont indépendants de la volonté de Petro-Canada. Petro-Canada discute plus en détail de ces facteurs dans les documents qu'elle dépose auprès des commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

Nous prévenons les lecteurs que la liste de facteurs importants ci-dessus ayant une incidence sur les renseignements de nature prospective n'est pas exhaustive. De plus, les renseignements de nature prospective contenus dans ce communiqué ne sont donnés en date du 28 avril 2009 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les met pas à jour publiquement ni ne les révisé. Les renseignements de nature prospective dans ce communiqué sont présentés expressément sous réserve de cette mise en garde.

## Présentation de l'information sur les réserves de Petro-Canada

Le personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés de Petro-Canada produit les estimations des réserves que la Société utilise. Les commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes ne considèrent pas le personnel et la direction de Petro-Canada responsables de l'évaluation des réserves comme indépendants de la Société. Petro-Canada a obtenu une dispense de certaines exigences canadiennes relatives à la présentation de l'information sur les réserves, ce qui lui permet de présenter l'information conformément aux normes de la SEC lorsque mentionné dans le présent communiqué. Cette dispense permet la comparabilité de l'information avec celle des sociétés émettrices américaines et internationales.

Par conséquent, Petro-Canada présente officiellement ses données sur les réserves prouvées selon les exigences et les pratiques des États-Unis qui peuvent différer des normes et des pratiques du Canada. L'utilisation de termes comme « probables », « possibles », « ressources » et « production sur la durée de vie des champs » dans ce communiqué n'est pas conforme aux lignes directrices de la SEC applicables aux documents déposés auprès de la SEC. Pour comptabiliser des réserves dans les documents déposés auprès de la SEC, les sociétés pétrolières et gazières doivent prouver que ces réserves peuvent être produites économiquement et légalement dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. Il est à noter que lorsque le terme baril équivalent pétrole (bep) est utilisé dans ce communiqué, ce terme peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit six mille pieds cubes en un baril, se fonde sur une méthode qui s'applique principalement à l'équivalence énergétique au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits. Le tableau ci-dessous décrit les définitions de l'industrie que Petro-Canada utilise actuellement :

Définitions que Petro-Canada utilise	Référence
Réserves prouvées de pétrole et de gaz (comprenant à la fois les réserves prouvées mises en valeur et non mises en valeur)	Définition des réserves de la SEC (Accounting Rules Regulation S-X 210.4-10, Financial Accounting Standards Board (FASB) No. 69 des États-Unis) SEC Guide 7 for Oilsands Mining
Réserves non prouvées, probables et possibles	Autorités canadiennes en valeurs mobilières : Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH), Vol. 1 Section 5 préparé par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM)
Ressources éventuelles et prospectives	Petroleum Resources Management System : définitions de la Society of Petroleum Engineers, de la SPEE, du World Petroleum Congress et de l'American Association of Petroleum Geologist (approuvées en mars 2007) Autorités canadiennes en valeurs mobilières : COGEH Vol. 1 Section 5

Bien que le classement des ressources établi par la Society of Petroleum Engineers inclue les catégories 1C, 2C et 3C pour les ressources éventuelles et les estimations basse, meilleure et élevée pour les ressources prospectives, Petro-Canada fait référence uniquement aux ressources de la catégorie 2C non ajustées pour le risque dans le cas des ressources éventuelles et à la meilleure estimation des ressources en partie ajustées pour le risque dans le cas des ressources prospectives, lorsqu'elle mentionne les ressources dans ce communiqué. Les estimations des ressources dans ce communiqué incluent des ressources éventuelles qui n'ont pas été ajustées pour le risque en fonction de la probabilité de mise en valeur et des ressources prospectives qui ont été en partie ajustées pour le risque en fonction de la probabilité de découverte, mais qui n'ont pas été ajustées

pour le risque en fonction de la probabilité de mise en valeur. De telles estimations ne sont pas des estimations des volumes susceptibles d'être récupérés et la récupération réelle est susceptible d'être plus faible et pourrait même être considérablement plus faible, voire nulle. Si une découverte est faite, rien ne peut garantir qu'elle sera mise en valeur et si une découverte est mise en valeur, le moment d'une telle mise en valeur ne peut être déterminé avec certitude.

Le secteur Sables pétrolifères au Canada représente environ 68 % des ressources éventuelles et prospectives totales de Petro-Canada. Le reste des ressources de Petro-Canada est réparti entre les secteurs d'activité et se trouve principalement dans les régions pionnières de l'Amérique du Nord et à l'étranger. De plus, lorsque Petro-Canada fait référence aux ressources de la Société, les ressources éventuelles non ajustées pour le risque représentent environ 70 % des ressources totales de la Société et les ressources prospectives en partie ajustées pour le risque, environ 30 % des ressources totales de la Société.

Énoncé de mise en garde : Dans le cas de ressources découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources découvertes autres que les réserves, il n'y a aucune certitude qu'une portion quelconque des ressources pourra être produite de façon rentable. Dans le cas de ressources non découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources non découvertes, il n'y a aucune certitude qu'une portion quelconque des ressources sera découverte. Si des ressources sont découvertes, il n'y a aucune certitude qu'une portion quelconque des ressources pourra être produite de façon rentable.

Pour que des ressources passent à la catégorie des réserves, tous les projets doivent être accompagnés d'un plan d'épuisement économique et peuvent nécessiter :

- des forages de délimitation additionnels ou l'application d'une nouvelle technologie pour des ressources éventuelles non ajustées pour le risque
- des activités d'exploration fructueuses en ce qui a trait aux ressources prospectives en partie ajustées pour le risque
- la sanction et les approbations réglementaires du projet

Les renseignements sur les réserves et les ressources présentés dans ce communiqué sont déclarés en date du 31 décembre 2008.

Pour plus de renseignements :

#### DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

Ken Hall  
Relations avec les investisseurs  
403-296-7859  
Courriel : [investor@petro-canada.ca](mailto:investor@petro-canada.ca)

Lisa McMahon  
Relations avec les investisseurs  
403-296-3764  
Courriel : [investor@petro-canada.ca](mailto:investor@petro-canada.ca)

#### DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

Andrea Ranson  
Communications de la Société  
403-296-4610  
Courriel : [corpcomm@petro-canada.ca](mailto:corpcomm@petro-canada.ca)

[www.petro-canada.ca](http://www.petro-canada.ca)