

2008

Communiqué



Pour publication immédiate
Le 29 avril 2008

(also published in English)

Le portefeuille diversifié de Petro-Canada continue de rapporter de solides résultats au premier trimestre

Points saillants

- Activités fiables à toutes les installations principales et forte production de 427 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j)
- Projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton achevé à 79 % et progressant conformément à l'échéancier en vue d'un démarrage au quatrième trimestre de 2008
- Progrès de chacun des sept projets de croissance majeurs

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation de 899 millions \$ (1,86 \$/action) pour le premier trimestre, comparativement à 580 millions \$ (1,17 \$/action) au premier trimestre de 2007. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au premier trimestre de 2008 ont été de 1 852 millions \$ (3,83 \$/action), comparativement à 1 166 millions \$ (2,35 \$/action) au même trimestre de l'exercice précédent.

Le bénéfice net a été de 1 076 millions \$ (2,22 \$/action) au premier trimestre de 2008, comparativement à 590 millions \$ (1,19 \$/action) à la même période de 2007.

« Nous sommes en bonne position pour l'exercice avec un excellent bénéfice au premier trimestre », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction. « Pour le reste de l'année, nous restons bien concentrés sur nos priorités pour 2008, soit réaliser une production conforme à notre fourchette de prévisions grâce à des activités solides, sécuritaires et fiables, et développer notre croissance grâce à nos sept projets majeurs. »

Résultats du premier trimestre

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action et les nombres d'actions)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Résultats consolidés		
Bénéfice d'exploitation ¹	899	580
– en \$/action	1,86	1,17
Bénéfice net	1 076	590
– en \$/action	2,22	1,19
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ²	1 852	1 166
– en \$/action	3,83	2,35
Rendement d'exploitation du capital investi <i>(en pourcentage)</i>		
Amont	28,1	21,4
Aval ³	7,9	12,2
Total – Société ³	18,7	16,3
Dividendes – en \$/action	0,13	0,13
Programme de rachat d'actions	–	87
– en millions d'actions	–	2,0
Dépenses en immobilisations	1 016	733
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions d'actions)</i>	484,0	497,0
Production totale nette, avant redevances <i>(en milliers de bep/j)</i> ⁴	427	405

- 1 Le bénéfice d'exploitation est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation (qui représente le bénéfice net, 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, excluant la variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard (s'applique aux exercices 2007 et antérieurs seulement), 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 dépréciation d'actifs et les indemnités d'assurance – 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 En 2008, le rendement d'exploitation du capital investi pour Aval et Total – Société inclut l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval.
- 4 La production totale comprend les volumes de gaz naturel convertis en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 pieds cubes (pi³) de gaz pour un baril de pétrole.

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'immobilisations 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'immobilisations. Le bénéfice d'exploitation représente le bénéfice net 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, excluant la variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard (s'applique aux exercices 2007 et antérieurs seulement), 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, ainsi que les indemnités et les suppléments de primes d'assurance. 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 conformes aux PCGR est exposé dans le tableau ci-dessous.

Le 1^{er} janvier 2008, la Société a adopté le chapitre 3031 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (Manuel de l'ICCA)*, intitulé *Stocks*, et détermine maintenant les coûts de ses stocks de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés en utilisant la méthode du « premier entré, premier sorti » (PEPS) alors qu'antérieurement, ces coûts étaient déterminés selon la méthode du « dernier entré, premier sorti » (DEPS). En vue de faciliter une meilleure compréhension du rendement du secteur Aval de la Société, le bénéfice d'exploitation pour 2008 et les périodes subséquentes est désormais présenté en fonction du coût actuel estimatif des approvisionnements, qui n'est pas une mesure définie par les PCGR. Ce retraitement consiste à déterminer le coût des ventes en estimant le coût actuel des approvisionnements pour tous les volumes vendus durant la période, après avoir tenu compte de l'incidence fiscale estimative, au lieu d'utiliser la méthode PEPS pour l'évaluation des stocks. Étant donné que le bénéfice d'exploitation calculé de cette manière ne représente pas l'application de la méthode DEPS d'évaluation des stocks utilisée avant 2008, il n'existe pas de données comparatives pour l'ajustement au titre du coût actuel des approvisionnements du secteur Aval.

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trois mois terminés les 31 mars			
	2008	(en \$/action)	2007	(en \$/action)
Bénéfice net	1 076	\$ 2,22	590	\$ 1,19
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères ¹	(48)		16	
Variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard ²	–		(60)	
Gain à la vente d'actifs	3		41	
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval	123		–	
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	68		8	
Ajustements d'impôt	26		–	
Charge de dépréciation d'actifs ³	(24)		–	
Indemnités d'assurance déduction faite des suppléments de primes	29		5	
Bénéfice d'exploitation	899	\$ 1,86	580	\$ 1,17

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 Durant le quatrième trimestre de 2007, la Société a conclu des contrats dérivés visant à dénouer la portion couverte de sa production à Buzzard au cours de la période du 1^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2010.

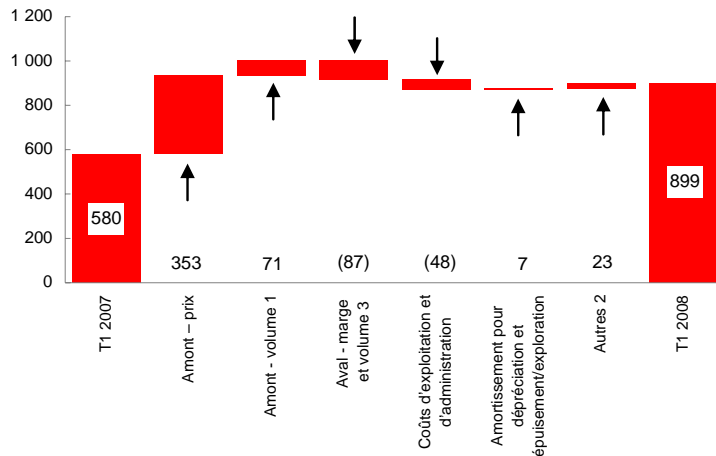
3 Au premier trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 35 millions \$ avant impôts (24 millions \$ après impôts) pour les coûts de développement de projet cumulés relativement au projet d'installation de regazéification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

Variation du bénéfice

1^{ER} TRIMESTRE 2008 COMPARATIVEMENT AU 1^{ER} TRIMESTRE 2007

Bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

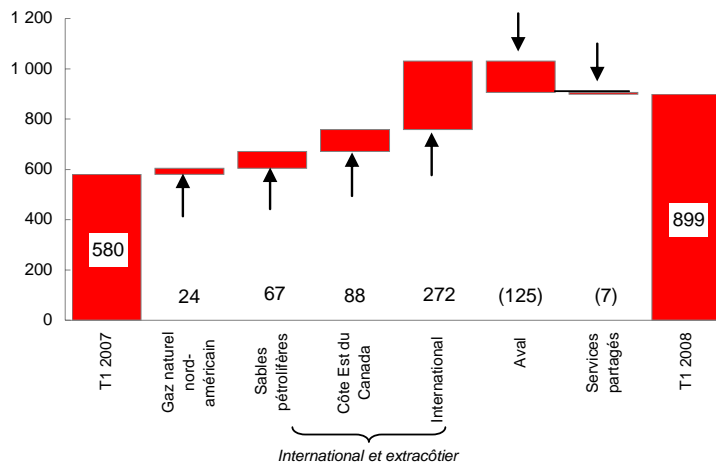


Le bénéfice d'exploitation a augmenté pour atteindre 899 millions \$ (1,86 \$/action) au premier trimestre de 2008, comparativement à 580 millions \$ (1,17 \$/action) au premier trimestre de 2007. Les résultats ont reflété l'incidence positive des prix réalisés accrus en amont (353 millions \$), des volumes de production d'amont¹ plus élevés (71 millions \$), des autres dépenses² moindres (23 millions \$) et de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et des frais d'exploration plus bas (7 millions \$). Les résultats ont été contrebalancés en partie par les marges³ plus faibles dans le secteur Aval ((87) millions \$) et les charges d'exploitation et d'administration accrues ((48) millions \$).

- 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 Le facteur « Autres » comprend principalement les intérêts débiteurs, la conversion de devises étrangères, les modifications des taux d'imposition effectifs et les mouvements des stocks d'amont.
- 3 Les marges du secteur Aval comprennent l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements.

Bénéfice d'exploitation par secteur

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation sur une base sectorielle a augmenté de 55 % pour atteindre 899 millions \$ au premier trimestre de 2008, comparativement à 580 millions \$ au premier trimestre de 2007. L'augmentation du bénéfice d'exploitation au premier trimestre a reflété le bénéfice d'exploitation accru des secteurs International (272 millions \$), Côte Est du Canada (88 millions \$), Sables pétroliers (67 millions \$) et Gaz naturel nord-américain (24 millions \$). Les résultats ont été contrebalancés en partie par le bénéfice d'exploitation moindre du secteur Aval ((125) millions \$) et les coûts plus élevés des Services partagés ((7) millions \$).

Le bénéfice net au premier trimestre de 2008 a été de 1 076 millions \$ (2,22 \$/action), comparativement à 590 millions \$ (1,19 \$/action) à la même période de 2007. Le bénéfice net au premier trimestre de 2008 a été plus élevé qu'au premier trimestre de 2007 en raison du bénéfice d'exploitation accru combiné aux gains consécutifs au règlement des contrats dérivés associés à Buzzard au quatrième trimestre de 2007, contrebalancés en partie par les pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et les gains moins élevés à la vente d'actifs.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 435	1 166
Augmentation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	417	–
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	1 852	1 166

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 ont été de 1 852 millions \$ (3,83 \$/action), en hausse par rapport à 1 166 millions \$ (2,35 \$/action) au même trimestre de 2007. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont reflété le bénéfice d'exploitation accru.

Points saillants des résultats d'exploitation

La production au premier trimestre de 2008 s'est chiffrée en moyenne à 427 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada, en hausse par rapport à 405 000 bep/j nets au même trimestre de 2007. Les volumes plus élevés ont reflété la production accrue du secteur International, contrebalancée en partie par la production moindre des secteurs Côte Est du Canada et Sables pétrolifères et le ralentissement de la production dans le secteur Gaz naturel nord-américain.

Le secteur Aval a connu des opérations fiables et accru les volumes de ventes au détail et de ventes de lubrifiants de plus grande valeur au premier trimestre de 2008.

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Amont – résultats consolidés		
Production avant redevances		
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN), nette <i>(en milliers de barils/jour)</i>	308	280
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection <i>(en millions de pieds cubes/jour)</i>	712	748
Production totale, nette <i>(en milliers de barils équivalent pétrole/jour)</i> ¹	427	405
Prix moyens réalisés		
Pétrole brut et LGN <i>(en \$/baril)</i>	93,38	62,98
Gaz naturel <i>(en \$/millier de pieds cubes)</i>	7,59	7,32
Aval		
Ventes de produits pétroliers <i>(en milliers de mètres cubes/jour)</i>	52,2	53,0
Utilisation moyenne des raffineries <i>(en pourcentage)</i>	101	96
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts <i>(en cents/litre)</i> ²	1,2	3,8

1 La production totale comprend les volumes de gaz naturel convertis selon un facteur de 6 000 pieds cubes (pi³) de gaz naturel pour un baril de pétrole.

2 En 2008, le bénéfice d'exploitation après impôts du secteur Aval inclut l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements.

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 programme d'investissement de Petro-Canada appuie la mise en service de sept projets majeurs au cours des prochaines années. D'ici la fin de 2008, la Société prévoit mener à terme le projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton en vue d'y traiter une charge d'alimentation moins coûteuse à base de bitume de sables pétrolifères et prendre des décisions d'investissement définitives au sujet du projet de mine et d'usine de valorisation Fort Hills et du projet de coqueur à Montréal. Ces projets devraient accroître de façon importante le bénéfice et les flux de trésorerie.

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

Perspectives

Mises à jour sur les activités

- Nous avons entrepris des activités de révision printanières planifiées dans l'Ouest du Canada
- Terra Nova entreprendra sa révision de maintenance planifiée de 16 jours au milieu de juin 2008
- MacKay River entreprendra sa révision majeure planifiée de deux semaines au début de mai 2008
- La révision planifiée du coqueur 8-1 à Syncrude, d'une durée prévue de 45 jours, a débuté en avril 2008

Jalons des projets majeurs

- La construction du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton était achevée à 79 % à la fin du premier trimestre et progressait conformément à l'échéancier en vue d'un démarrage au quatrième trimestre de 2008, à la suite d'une importante révision à la raffinerie à compter d'août 2008.
- La décision d'investissement dans un coqueur à Montréal devrait être prise au deuxième trimestre de 2008, sous réserve de la résolution du conflit de travail.
- Les approbations réglementaires et gouvernementales relativement à la portion North Amethyst des extensions de White Rose ont été obtenues en avril 2008.
- Les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet gazier en Syrie ont été menées à bien, la décision d'investissement définitive a été prise, le contrat d'ingénierie-approvisionnement-construction (IAC) à prix forfaitaire pour les installations de traitement et de collecte de gaz a été attribué et le forage du premier puits a démarré au premier trimestre de 2008. Les contrats pour le matériel à long délai d'approvisionnement sont en train d'être octroyés et les études d'ingénierie détaillée ont débuté. La première production de gaz naturel est prévue pour 2010.
- Des protocoles d'accord ont été signés en Libye pour six nouveaux accords de partage de l'exploration et de la production (EPSA IV), la ratification finale par le gouvernement devrait avoir lieu durant le deuxième trimestre de 2008.
- Le projet d'agrandissement de MacKay River a obtenu l'approbation réglementaire au premier trimestre de 2008. Le projet se poursuit avec le raffinement de la conception et une décision d'investissement définitive est prévue au premier trimestre de 2009.
- Les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet Fort Hills progressent tel que prévu et devraient s'achever au milieu de 2008; l'audience réglementaire pour l'usine de valorisation devrait débuter en juin et une décision d'investissement définitive devrait être prise au quatrième trimestre de 2008.

RÉSULTATS DES SECTEURS D'ACTIVITÉ

AMONT

Gaz naturel nord-américain

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Bénéfice net	74	112
Gain à la vente d'actifs	2	40
Charge de dépréciation d'actifs ¹	(24)	–
Bénéfice d'exploitation	96	72
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	264	197

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 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice d'exploitation de 96 millions \$, comparativement à 72 millions \$ au premier trimestre de 2007. Les prix réalisés plus élevés et les frais d'exploration plus bas ont été contrebalancés en partie par les volumes moindres et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement accrue.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2008 incluait une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 24 millions \$ après impôts pour les coûts de développement de projet cumulés relativement à l'installation de regazéification proposée de GNL à Gros-Cacouna, au Québec, le projet ayant été reporté en raison des conditions sur le marché mondial du GNL. Le bénéfice net au premier trimestre de 2007 incluait un gain de 40 millions \$ à la vente des actifs Brazeau et West Pembina.

La production du secteur Gaz naturel nord-américain s'est chiffrée en moyenne à 665 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j au premier trimestre de 2008, comparativement à 679 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j au même trimestre de 2007. La production moindre a reflété l'épuisement naturel prévu dans l'Ouest du Canada, contrebalancée en partie par la production accrue de gaz naturel dans les Rocheuses américaines.

Sables pétrolifères

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Bénéfice net ¹	112	43
Ajustements d'impôt	2	–
Bénéfice d'exploitation	110	43
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	168	115

1 Les mouvements des stocks de bitume du secteur Sables pétrolifères ont augmenté le bénéfice net de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2008. Le même facteur avait accru le bénéfice net de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2007.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré un bénéfice d'exploitation de 110 millions \$ au premier trimestre de 2008, en hausse par rapport à 43 millions \$ au premier trimestre de 2007. Les prix réalisés accrus et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement moins importante ont été contrebalancés en partie par les volumes plus faibles et les coûts d'exploitation plus élevés. La hausse des coûts d'exploitation a reflété les problèmes de fonctionnement de certains équipements en raison du temps froid à Syncrude et le nettoyage du séparateur haute température (SHT) à MacKay River.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est chiffrée en moyenne à 55 000 barils/j au premier trimestre de 2008, comparativement à 59 700 barils/j au premier trimestre de 2007. La production moindre à Syncrude a reflété les ralentissements dus aux conditions hivernales difficiles et les volumes moindres à MacKay River en raison des activités de maintenance préventive et de réparation ayant porté sur le matériel de traitement.

International et extracôtier**Côte Est du Canada**

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Bénéfice net ¹	375	256
Indemnités d'assurance liées à Terra Nova	29	–
Ajustements d'impôt	2	–
Bénéfice d'exploitation	344	256
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	466	357

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont réduit le bénéfice net de 6 millions \$ avant impôts (4 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2008. Le même facteur avait accru le bénéfice net de 23 millions \$ avant impôts (16 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2007.

Au premier trimestre de 2008, le secteur Côte Est du Canada a enregistré un bénéfice d'exploitation de 344 millions \$, en hausse par rapport à 256 millions \$ au premier trimestre de 2007. Les prix réalisés accrus, les volumes plus importants à Hibernia, de même que les coûts d'exploitation, la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration moins élevés, ont été contrebalancés en partie par la production moindre à White Rose et à Terra Nova et les paiements de redevances accrus.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2008 a inclus des indemnités d'assurance de 29 millions \$ liées à Terra Nova.

La production du secteur Côte Est du Canada s'est chiffrée en moyenne à 92 100 barils/j au premier trimestre de 2008, comparativement à 97 300 barils/j pour la même période en 2007. Les volumes à White Rose ont été plus faibles, en raison du devancement de la révision de maintenance planifiée qui a eu lieu au premier trimestre de 2008 plutôt qu'au troisième trimestre de 2008, tandis que la production à Terra Nova a affiché une légère baisse. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la production accrue à Hibernia due à l'incidence positive des reconditionnements de puits et à une solide fiabilité. La production d'Hibernia au premier trimestre de 2007 reflétait l'incidence d'une révision de maintenance.

International

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Bénéfice net ¹	336	9
Variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard ²	–	(60)
Indemnités d'assurance liées à Scott	–	5
Bénéfice d'exploitation	336	64
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	556	222

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont accru le bénéfice net de 34 millions \$ avant impôts (25 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2008. Le même facteur avait réduit le bénéfice net de 45 millions \$ avant impôts (28 millions \$ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2007.

2 Durant le quatrième trimestre de 2007, la Société a conclu des contrats dérivés visant à dénouer la portion couverte de sa production à Buzzard au cours de la période du 1^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2010.

Le secteur International a enregistré un bénéfice d'exploitation de 336 millions \$ au premier trimestre de 2008, en hausse par rapport à 64 millions \$ au premier trimestre de 2007. Les prix réalisés plus élevés, les volumes de production accrus et les coûts d'exploitation plus bas ont été contrebalancés en partie par les frais d'exploration et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés. Les coûts d'exploitation au premier trimestre de 2007 comprenaient des coûts non récurrents pour le reconditionnement de puits en mer du Nord. La hausse des frais d'exploration s'explique par des radiations partielles de puits à Trinité-et-Tobago et des puits non fructueux forés dans le secteur britannique de la mer du Nord. La charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus importante a reflété principalement la production accrue provenant de la mer du Nord.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2007 incluait une perte non réalisée de 60 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et des indemnités d'assurance de 5 millions \$.

La production du secteur International s'est chiffrée en moyenne à 168 200 bep/j au premier trimestre de 2008, comparativement à 134 800 bep/j au premier trimestre de 2007. La production accrue a reflété principalement l'augmentation du taux de production à Buzzard, contrebalancée en partie par les baisses prévues liées à l'épuisement naturel en mer du Nord.

Mise à jour sur les activités d'exploration

Au premier trimestre de 2008, Petro-Canada et ses partenaires ont terminé les activités de forage de sept des puits d'un programme qui en prévoit jusqu'à 17 durant l'exercice. Deux des puits (Gubik-3 dans les avant-monts de l'Alaska et Sancoche dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago) ont été complétés en tant que découvertes de gaz naturel et la Société et ses partenaires réaliseront d'autres travaux d'évaluation avant de considérer des options de mise en valeur. Au large de Trinité-et-Tobago, le puits d'évaluation Cassra-2 a confirmé des ressources éventuelles de l'ordre de 0,6 billion de pi³ à 1,3 billion de pi³ pour la découverte Cassra-1. Le forage du puits Chandler-1 dans les avant-monts de l'Alaska a été suspendu tel que planifié en vue d'une réentrée la saison prochaine, le puits Maria dans le secteur britannique de la mer du Nord s'est avéré une découverte non commerciale et deux puits (Kwijika aux Territoires du Nord-Ouest et Gemini dans le secteur britannique de la mer du Nord) étaient secs et ont été abandonnés.

AVAL

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Bénéfice net	184	184
Gain à la vente d'actifs	1	1
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval ¹	123	–
Ajustements d'impôt	2	–
Bénéfice d'exploitation	58	183
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	308	282

¹ Le 1^{er} janvier 2008, la Société a adopté le chapitre 3031 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (Manuel de l'ICCA)*, intitulé *Stocks*, et détermine maintenant les coûts de ses stocks de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés en utilisant la méthode du « premier entré, premier sorti » (PEPS) alors qu'antérieurement, ces coûts étaient déterminés selon la méthode du « dernier entré, premier sorti » (DEPS). En vue de faciliter une meilleure compréhension du rendement du secteur Aval de la Société, le bénéfice d'exploitation pour 2008 et les périodes subséquentes est désormais présenté en fonction du coût actuel estimatif des approvisionnements, qui n'est pas une mesure définie par les PCGR. Ce retraitement consiste à déterminer le coût des ventes en estimant le coût actuel des approvisionnements pour tous les volumes vendus durant la période, après avoir tenu compte de l'incidence fiscale estimative, au lieu d'utiliser la méthode PEPS pour l'évaluation des stocks. Étant donné que le bénéfice d'exploitation calculé de cette manière ne représente pas l'application de la méthode DEPS d'évaluation des stocks utilisée avant 2008, il n'existe pas de données comparatives pour l'ajustement au titre du coût actuel des approvisionnements du secteur Aval.

Au premier trimestre de 2008, le secteur Aval a enregistré un bénéfice d'exploitation de 58 millions \$, en baisse par rapport à 183 millions \$ au même trimestre de 2007, ayant reflété le bénéfice d'exploitation plus faible du segment Raffinage et approvisionnement.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation de 9 millions \$ au premier trimestre de 2008, nettement en baisse par rapport à 134 millions \$ au même trimestre de 2007. Les résultats ont reflété les marges de craquage moins élevées pour l'essence, les marges de raffinage réalisées plus faibles pour les lubrifiants, les produits pétrochimiques et les bitumes, l'incidence négative des taux de change sur les marges de craquage et les coûts d'exploitation accrus. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les rendements en produits accrus dans les raffineries et les marges de craquage plus élevées pour les distillats. Les coûts d'exploitation accrus au premier trimestre de 2008, comparativement à la même période l'an dernier, s'expliquent notamment par les coûts accrus des activités de révision et de maintenance planifiées en raison du devancement d'une partie de la révision planifiée à la raffinerie de Montréal au premier trimestre de 2008, l'ajout de coûts environnementaux pour tenir compte de la taxe verte du Québec et les éléments non récurrents.

Le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation de 49 millions \$ au premier trimestre de 2008, comparativement à 49 millions \$ au même trimestre de 2007. Au premier trimestre de 2008, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges plus favorables sur les carburants ainsi que les volumes de ventes accrus, contrebalancés par les coûts d'exploitation plus élevés.

SOCIÉTÉ

Services partagés et éliminations <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés	
	2008	2007
Perte nette	(5) \$	(14) \$
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(48)	16
Recouvrement lié à la rémunération à base d'actions ¹	68	8
Ajustements d'impôt	20	–
Perte d'exploitation	(45) \$	(38) \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	90 \$	(7) \$

1 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 45 millions \$ au premier trimestre de 2008, comparativement à une perte de 38 millions \$ à la même période de 2007.

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 29 avril 2008 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). Pour y participer, veuillez composer le 1-866-898-9626 (sans frais en Amérique du Nord), le 00-800-8989-6323 (sans frais à l'étranger) ou le 416-340-2216 à 8 h 55 HAE. Les représentants des médias sont invités à écouter la conférence téléphonique en composant le 1-866-540-8136 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-340-8010 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 29 avril 2008 à 9 h HAE. Les personnes qui sont dans l'impossibilité d'écouter la conférence téléphonique en direct pourront en écouter un enregistrement 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 3255820#). Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de celle-ci.

AVIS JURIDIQUE – 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. Voici des exemples de référence à des renseignements de nature prospective :

- 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
- révisions dans les raffineries et les autres installations
- marges de raffinage prévues
- 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
- coûts préalables à la production et coûts d'exploitation
- 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)
- questions environnementales
- futures approbations réglementaires
- taux de rendement prévus

De tels renseignements de nature prospective sont soumis à des risques connus et inconnus et à des incertitudes. D'autres facteurs 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 facteurs comprennent, sans s'y limiter :

- 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 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 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 sont donnés en date du 29 avril 2008 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les met pas à jour publiquement ni ne les révise. 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 naturel (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 (COGE) Handbook, 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 : COGE Handbook 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 à la catégorie 2C pour les ressources éventuelles et à la meilleure estimation compte tenu des risques (une évaluation de la probabilité de découvrir la ressource) pour les ressources prospectives, lorsqu'elle mentionne les ressources dans ce communiqué. Le secteur Sables pétrolifères au Canada représente environ 71 % 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 représentent environ 53 % et les ressources prospectives évaluées en fonction des risques, environ 47 % 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 l'exploitation par procédé minier, *in situ* et classique des ressources éventuelles et des ressources prospectives évaluées en fonction des risques avant la sanction du projet et les approbations réglementaires;
- des activités d'exploration fructueuses en ce qui a trait aux ressources prospectives classiques évaluées en fonction des risques avant la sanction du projet et les approbations réglementaires.

Les renseignements sur les réserves et les ressources présentés dans ce communiqué sont déclarés en date du 31 décembre 2007.

Pour plus de renseignements :

DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

Ken Hall
Relations avec les investisseurs
403-296-7859
Courriel : investor@petro-canada.ca

Lisa McMahon
Relations avec les investisseurs
403-296-3764
Courriel : investor@petro-canada.ca

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

Andrea Ranson
Communications de la Société
403-296-4610
Courriel : corpcomm@petro-canada.ca

www.petro-canada.ca