

2007

# Rapport trimestriel



Pour publication immédiate  
Le 31 janvier 2008

(also published in English)

## Petro-Canada accroît le bénéfice et la production et fait avancer les projets de croissance en 2007

### Points saillants

- Croissance de 21 % de la production d'amont en 2007, comparativement à 2006
- Taux de remplacement des réserves prouvées et probables de 127 % sur cinq ans
- Élargissement de la liste de projets majeurs de façon à inclure la mise en valeur de concessions en Libye et des extensions de White Rose

**Calgary** – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 513 millions \$ (1,06 \$/action) pour le quatrième trimestre, comparativement à 486 millions \$ (0,98 \$/action) au quatrième trimestre de 2006. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au quatrième trimestre de 2007 ont été de 17 millions \$ (0,04 \$/action), comparativement à 991 millions \$ (1,99 \$/action) au même trimestre de l'exercice précédent. L'importante diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au quatrième trimestre de 2007, par rapport au même trimestre de 2006, est attribuable au paiement d'un montant de 1 145 millions \$ après impôts (2,36 \$/action) pour dénouer les contrats dérivés de couverture associés à Buzzard, tel qu'il a été annoncé le 12 décembre 2007.

Le bénéfice net lié aux activités poursuivies a été de 522 millions \$ (1,08 \$/action) au quatrième trimestre de 2007, comparativement à 384 millions \$ (0,77 \$/action) à la même période de 2006. Le bénéfice net comprend la variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard, ainsi que les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères et à la cession d'actifs.

En 2007, le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels a été de 2 528 millions \$ (5,17 \$/action), comparativement à 2 010 millions \$ (3,99 \$/action) en 2006. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont été de 3 762 millions \$ (7,69 \$/action) en 2007, comparativement à 3 687 millions \$ (7,32 \$/action) pour l'exercice précédent. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement pour l'ensemble de l'exercice 2007 ont affiché une diminution en raison du paiement de 1 145 millions \$ après impôts (2,34 \$/action) pour dénouer les contrats dérivés de couverture associés à Buzzard.

Le bénéfice net lié aux activités poursuivies pour l'ensemble de l'exercice 2007 a été de 2 733 millions \$ (5,59 \$/action), comparativement à 1 588 millions \$ (3,15 \$/action) en 2006.

« Le quatrième trimestre a été un trimestre solide qui est venu couronner un excellent exercice », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction. « Nous avons respecté nos deux priorités d'affaires, dépassant nos objectifs de production d'amont et faisant non seulement progresser cinq projets majeurs, mais en ajoutant deux autres. En 2008, nous mettrons en service le projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton, qui contribuera de façon importante à nos flux de trésorerie futurs. Nous ferons aussi progresser nos six autres projets de croissance, en considérant des décisions d'investissement définitives pour le projet Fort Hills, le projet gazier Ebla en Syrie et le projet de coque à Montréal. »

## Résultats du quatrième trimestre

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action et les nombres d'actions)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Résultats consolidés</b>				
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels <sup>(1)</sup>	513 \$	486 \$	2 528 \$	2 028 \$
Bénéfice net	522	384	2 733	1 740
Flux de trésorerie <sup>(2)</sup>	17 \$	991 \$	3 762 \$	3 704 \$
Rendement d'exploitation du capital investi <sup>(3)</sup> <i>(en pourcentage)</i>				
Amont			24,6	19,4
Aval			12,1	11,1
Total – Société			18,9	15,0
<b>Résultats consolidés liés aux activités poursuivies <sup>(4)</sup></b>				
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels <sup>(1)</sup>	513 \$	486 \$	2 528 \$	2 010 \$
– en \$/action	1,06	0,98	5,17	3,99
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	522	384	2 733	1 588
– en \$/action	1,08	0,77	5,59	3,15
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement <sup>(5)</sup>	17	991	3 762	3 687
– en \$/action	0,04	1,99	7,69	7,32
Dividendes – en \$/action	0,13	0,10	0,52	0,40
Programme de rachat d'actions	104	50	839	1 011
– en millions d'actions	2,0	1,0	16,0	19,8
Dépenses en immobilisations liées aux activités poursuivies	1 601 \$	1 165 \$	4 109 \$	3 484 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions d'actions)</i>	484,6	497,9	489,0	503,9

(1) Le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels (qui représente le bénéfice net, excluant les gains ou les pertes à la conversion de la dette à long terme en devises étrangères et à la vente d'actifs, la variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard, 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) est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation (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). L'importante diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie au quatrième trimestre de 2007 et pour l'ensemble de l'exercice 2007, comparativement aux mêmes périodes de 2006, est attribuable au paiement d'un montant de 1 145 millions \$ après impôts pour dénouer les contrats dérivés de couverture associés à Buzzard.

(3) Comprend les activités abandonnées.

(4) Le 31 janvier 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente de ses actifs producteurs syriens parvenus à maturité. Ces actifs et les résultats associés sont présentés en tant qu'activités abandonnées et sont exclus des activités poursuivies.

(5) L'importante diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie au quatrième trimestre de 2007 et pour l'ensemble de l'exercice 2007, comparativement aux mêmes périodes de 2006, est attribuable au paiement d'un montant de 1 145 millions \$ après impôts pour dénouer les contrats dérivés de couverture associés à Buzzard.

## MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies 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 poursuivies 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 en devises étrangères et à la vente d'actifs, ainsi que la variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard. Le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels représente le bénéfice d'exploitation, en excluant les évaluations à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, les ajustements d'impôt, la dépréciation d'actifs, ainsi que les indemnités et les suppléments de primes d'assurance. La Société utilise le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels pour évaluer le rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels 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 poursuivies 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 6. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels avec les mesures correspondantes conformes aux PCGR est exposé dans le tableau ci-dessous.

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>	Exercices terminés les 31 décembre							
	2007	(\$/action)	2006	(\$/action)	2007	(\$/action)	2006	(\$/action)
<b>Bénéfice net</b>	<b>522 \$</b>	<b>1,08 \$</b>	384 \$	0,77 \$	<b>2 733 \$</b>	<b>5,59 \$</b>	1 740 \$	3,45 \$
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	–	–	–	–	–	–	152	–
<b>Bénéfice net lié aux activités poursuivies</b>	<b>522 \$</b>	<b>1,08 \$</b>	384 \$	0,77 \$	<b>2 733 \$</b>	<b>5,59 \$</b>	1 588 \$	3,15 \$
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme en devises étrangères <sup>(1)</sup>	10	–	(58)	–	208	–	1	–
Variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard <sup>(2)</sup>	(120)	–	(33)	–	(138)	–	(240)	–
Gain à la vente d'actifs	3	–	4	–	58	–	25	–
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies</b>	<b>629 \$</b>	–	471 \$	–	<b>2 605 \$</b>	–	1 802 \$	–
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	45	–	(21)	–	(54)	–	(31)	–
Ajustements d'impôt	143	–	–	–	191	–	(185)	–
Charge liée à une dépréciation d'actifs <sup>(3)</sup>	(97)	–	–	–	(97)	–	–	–
Indemnités d'assurance déduction faite des suppléments de primes	25	–	6	–	37	–	8	–
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>513 \$</b>	<b>1,06 \$</b>	486 \$	0,98 \$	<b>2 528 \$</b>	<b>5,17 \$</b>	2 010 \$	3,99 \$
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	–	–	–	–	–	–	18	–
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>513 \$</b>	<b>1,06 \$</b>	486 \$	0,98 \$	<b>2 528 \$</b>	<b>5,17 \$</b>	2 028 \$	4,02 \$

(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<sup>er</sup> janvier 2008 au 31 décembre 2010. Conformément aux conditions de ces contrats, la Société a racheté

30 688 000 barils de pétrole brut Brent daté à un prix moyen d'environ 85,79 \$ US/baril, ce qui a donné lieu à une charge après impôts de 120 millions \$ imputée au bénéfice net et à une diminution de 1 145 millions \$ des flux de trésorerie après impôts.

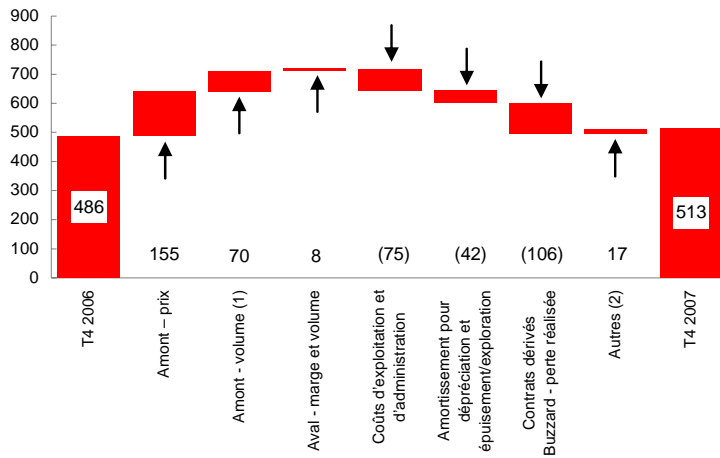
- (3) Au quatrième trimestre de 2007, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge de 97 millions \$ après impôts en raison d'une dépréciation d'actifs reliés au méthane de houille dans les Rocheuses américaines imputables à des réductions des réserves probables combinées à des prix plus bas.

**Variation du bénéfice**

Au premier trimestre de 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente des actifs producteurs de la Société parvenus à maturité en Syrie. Ces actifs et les résultats connexes sont présentés en tant qu'activités abandonnées et sont exclus des activités poursuivies.

**ANALYSE DES FACTEURS – 4<sup>e</sup> TRIMESTRE 2007 COMPARATIVEMENT AU 4<sup>e</sup> TRIMESTRE 2006**

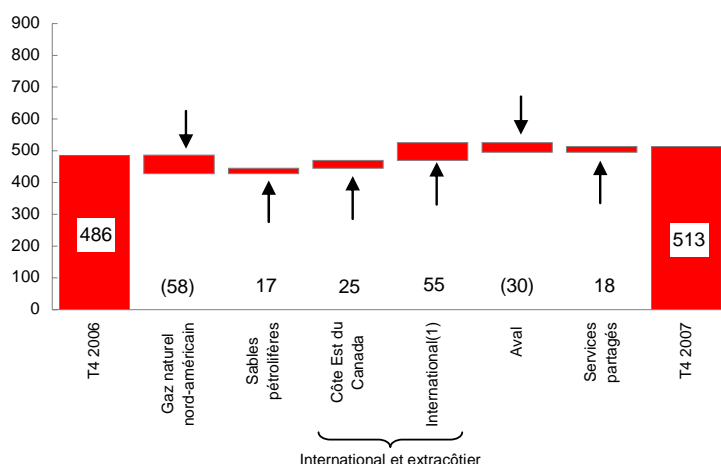
**Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels**  
(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels a augmenté pour atteindre 513 millions \$ (1,06 \$/action) au quatrième trimestre de 2007, comparativement à 486 millions \$ (0,98 \$/action) au quatrième trimestre de 2006. Les résultats ont reflété l'incidence positive des prix réalisés plus élevés pour les marchandises d'amont (155 millions \$), de la production d'amont plus élevée<sup>(1)</sup> (70 millions \$), des autres dépenses<sup>(2)</sup> plus faibles (17 millions \$) et des marges de commercialisation améliorées dans le secteur Aval (8 millions \$). Les résultats ont été contrebalancés en partie par la perte réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard ((106) millions \$), les charges d'exploitation et d'administration accrues ((75) millions \$), ainsi que la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés ((42) 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.

**Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels par secteur**  
(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels sur une base sectorielle a augmenté de 6 % pour atteindre 513 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, comparativement à 486 millions \$ au quatrième trimestre de 2006. L'augmentation du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels au quatrième trimestre a reflété le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus élevés des secteurs International<sup>(1)</sup> (55 millions \$), Côte Est du Canada (25 millions \$) et Sables pétrolières (17 millions \$) et les coûts plus faibles des Services partagés (18 millions \$). Les résultats ont été contrebalancés en partie par la baisse du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels des secteurs Gaz naturel nord-américain ((58) millions \$) et Aval ((30) millions \$).

(1) Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels du secteur International pour les trois mois terminés le 31 décembre 2007 comprend une perte réalisée de 106 millions \$ après impôts (160 millions \$ avant impôts) sur les contrats dérivés associés à l'acquisition par la Société d'une participation dans le champ Buzzard.

Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2007 a été de 522 millions \$ (1,08 \$/action), comparativement à 384 millions \$ (0,77 \$/action) à la même période de 2006. Le bénéfice net comprend les gains ou les pertes à la conversion de la dette à long terme en devises étrangères, la variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard, ainsi que les gains ou les pertes à la vente d'actifs. Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2007 a été plus élevé qu'au quatrième trimestre de 2006 en raison du bénéfice d'exploitation et des gains à la conversion de devises étrangères plus élevés, contrebalancés en partie par la variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard.

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies</b>	<b>(602)</b>	<b>\$ 964</b>	<b>\$ 3 339</b>	<b>\$ 3 608</b>
Augmentation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation poursuivies	619	27	423	79
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement</b>	<b>17</b>	<b>\$ 991</b>	<b>\$ 3 762</b>	<b>\$ 3 687</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées	-	-	-	15
Augmentation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation abandonnées	-	-	-	2
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement</b>	<b>17</b>	<b>\$ 991</b>	<b>\$ 3 762</b>	<b>\$ 3 704</b>

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<sup>er</sup> janvier 2008 au 31 décembre 2010. Conformément aux conditions de ces contrats, la Société a racheté 30 688 000 barils de pétrole brut Brent daté à un prix moyen d'environ 85,79 \$ US/baril, ce qui s'est traduit par une diminution de 1 145 millions \$ des flux de trésorerie après impôts.

Au quatrième trimestre de 2007, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont été de 17 millions \$ (0,04 \$/action), considérablement en baisse par rapport à 991 millions \$ (1,99 \$/action) au même trimestre de 2006. La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a reflété le paiement au comptant effectué pour dénouer les contrats dérivés associés à Buzzard, contrebalancée en partie par le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies plus élevé.

## Points saillants des résultats d'exploitation

La production tirée des activités poursuivies s'est chiffrée en moyenne à 409 800 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) nets revenant à Petro-Canada au quatrième trimestre de 2007, en forte hausse par rapport à 368 200 bep/j nets au même trimestre de 2006. Les volumes accrus ont reflété l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter, L5b-C et Saxon) et la production accrue du secteur Côte Est du Canada. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la production moindre du secteur Sables pétrolifères et les baisses enregistrées dans le secteur Gaz naturel nord-américain. La production au quatrième trimestre de 2006 avait été réduite par l'arrêt de Terra Nova pour une révision de maintenance planifiée.

En 2007, la production de pétrole brut, de liquides de gaz naturel (LGN) et de gaz naturel tirée des activités poursuivies s'est chiffrée en moyenne à 418 400 bep/j nets, en hausse de 21 % par rapport à 345 400 bep/j en 2006.

Le secteur Aval a mené des opérations soutenues et accru les volumes de vente au détail et de vente en gros au quatrième trimestre de 2007.

	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Amont – résultats consolidés <sup>(1)</sup></b>				
Production avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN), nette (en milliers de barils/jour)	289,0	245,0	297,1	226,9
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	725	739	728	744
Production totale, nette (en milliers de barils équivalent pétrole/jour) <sup>(2)</sup>	410	368	418	351
Prix moyens réalisés				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	82,71	62,37	72,66	67,48
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	5,88	6,61	6,32	6,96
<b>Amont – activités poursuivies</b>				
Production tirée des activités poursuivies avant redevances				
Production de pétrole brut et de LGN, nette (en milliers de barils/jour)	289,0	245,0	297,1	221,7
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	725	739	728	742
Production totale, nette (en milliers de barils équivalent pétrole/jour) <sup>(2)</sup>	410	368	418	345
Prix moyens réalisés – activités poursuivies				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	82,71	62,37	72,66	67,38
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	5,88	6,61	6,32	6,96
<b>Aval</b>				
Ventes de produits pétroliers (en milliers de mètres cubes/jour)	54,5	53,9	53,3	52,5
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage)	99	94	99	93
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts (en cents/litre)	1,6	1,6	3,2	2,4

(1) Comprend les activités abandonnées.

(2) 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 programme d'investissement de Petro-Canada appuie la mise en service de sept projets majeurs au cours des prochaines années. En 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 à base de sables pétrolifères moins coûteuse et de prendre des décisions d'investissement définitives au sujet du projet de mine et d'usine de valorisation pour Fort Hills, du projet gazier Ebla en Syrie et du projet de cokeur 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 met l'accent sur la réalisation d'une production d'amont conforme aux indications fournies.

## Perspectives

### *Mises à jour sur les activités*

- Syncrude entreprendra une révision planifiée de 45 jours du cokeur 8-1 en mars
- White Rose a devancé à janvier 2008 sa révision de maintenance planifiée de 2008

### *Jalons des projets majeurs*

- La construction du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton était achevée à 61 % à la fin du quatrième trimestre et continuait de se dérouler conformément au calendrier en vue d'un démarrage au quatrième trimestre de 2008
- Les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet gazier en Syrie devraient être achevées au début de 2008 et le contrat d'ingénierie, approvisionnement et construction devrait être octroyé peu de temps après
- Des protocoles d'accord ont été signés pour l'extension de la mise en valeur des concessions en Libye et une ratification finale est prévue au premier semestre de 2008
- Le projet de mise en valeur des extensions de White Rose a été signé, les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour la portion North Amethyst du projet ont été réalisées et la conception détaillée est en cours en attendant la décision réglementaire qui devrait être rendue au premier semestre de 2008
- La décision relative à l'investissement dans un cokeur à Montréal devrait être prise au deuxième trimestre de 2008
- Les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour Fort Hills progressent comme prévu et devraient être achevées vers le milieu de 2008, une décision d'investissement définitive étant planifiée pour le troisième trimestre de 2008
- Le projet d'agrandissement de MacKay River se poursuit avec les études d'ingénierie et de conception préliminaires et une décision relative à la sanction du projet devrait être prise au premier trimestre de 2009



## Résultats des secteurs d'activité

### Gaz naturel nord-américain

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(57)</b>	<b>91</b>	<b>191</b>	<b>405</b>
Gain à la vente d'actifs	–	–	41	3
<b>(Perte) bénéfice d'exploitation</b>	<b>(57)</b>	<b>91</b>	<b>150</b>	<b>402</b>
Suppléments de primes d'assurance	–	–	–	(1)
Charge liée à une dépréciation d'actifs <sup>(1)</sup>	(97)	–	(97)	–
Ajustements d'impôt	7	–	8	6
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>33</b>	<b>91</b>	<b>239</b>	<b>397</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>173</b>	<b>136</b>	<b>720</b>	<b>739</b>

(1) Au quatrième trimestre de 2007, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge de 97 millions \$ après impôts en raison d'une dépréciation d'actifs reliés au méthane de houille dans les Rocheuses américaines imputable à des réductions des réserves probables combinées à des prix plus bas.

Au quatrième trimestre de 2007, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 33 millions \$, comparativement à 91 millions \$ au quatrième trimestre de 2006. Les volumes plus faibles, les prix réalisés et les frais d'exploration plus élevés se sont traduits par un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus faible.

### Sables pétrolifères

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net <sup>(1)</sup></b>	<b>129</b>	<b>55</b>	<b>316</b>	<b>245</b>
Gain à la vente d'actifs	–	–	1	–
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>129</b>	<b>55</b>	<b>315</b>	<b>245</b>
Recouvrement (suppléments) de primes d'assurance	1	(1)	1	(3)
Indemnités d'assurance liées à Syncrude	–	–	–	12
Ajustements d'impôt	55	–	62	44
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>73</b>	<b>56</b>	<b>252</b>	<b>192</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>149</b>	<b>164</b>	<b>555</b>	<b>497</b>

(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) et de 9 millions \$ avant impôts (6 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement. Le même facteur n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice net pour les trois mois terminés le 31 décembre 2006 et avait réduit le bénéfice net de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 73 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 56 millions \$ au quatrième trimestre de 2006. Les prix réalisés et les volumes accrus à Syncrude ont été contrebalancés en partie par une baisse des prix réalisés et des volumes pour le bitume de MacKay River, par les charges d'exploitation accrues et par la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée.

### International et extracôtier

Au premier trimestre de 2007, la Société a combiné ses secteurs Côte Est du Canada et International sous une même structure de gestion. Le changement optimise et développe les capacités liées à des activités similaires. Les secteurs Côte Est du Canada et International ainsi combinés sont maintenant désignés sous le nom de secteur International et extracôtier.

## Côte Est du Canada

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net et bénéfice d'exploitation</b> <sup>(1)</sup>	<b>346</b>	<b>\$ 261</b>	<b>\$ 1 229</b>	<b>\$ 934</b>
Recouvrement (suppléments) de primes d'assurance	1	(1)	1	(9)
Indemnités d'assurance liées à Terra Nova	20	9	27	22
Ajustements d'impôt	47	–	52	37
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>278</b>	<b>\$ 253</b>	<b>\$ 1 149</b>	<b>\$ 884</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>378</b>	<b>\$ 382</b>	<b>\$ 1 542</b>	<b>\$ 1 163</b>

(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont réduit le bénéfice net de 30 millions \$ avant impôts (20 millions \$ après impôts) et augmenté le bénéfice net de 18 millions \$ avant impôts (12 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement. Le même facteur avait réduit le bénéfice net de 5 millions \$ avant impôts (4 millions \$ après impôts) et augmenté le bénéfice net de 8 millions \$ avant impôts (5 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2006, respectivement.

Au quatrième trimestre de 2007, le secteur Côte Est du Canada a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 278 millions \$, en hausse par rapport à 253 millions \$ au quatrième trimestre de 2006. Les prix réalisés plus élevés, les volumes accrus à Terra Nova et à White Rose, ainsi que les charges d'exploitation et les frais d'exploration plus bas ont été contrebalancés en partie par la production moindre à Hibernia, par la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée et par le montant accru des paiements de redevances.

## International

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>(Perte nette) bénéfice net lié(e) aux activités poursuivies</b> <sup>(1)</sup>	<b>(30)</b>	<b>\$ (1)</b>	<b>\$ 374</b>	<b>\$ (206)</b>
Variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard <sup>(2)</sup>	(120)	(33)	(138)	(240)
Gain (perte) à la vente d'actifs	2	(1)	9	12
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies</b>	<b>88</b>	<b>\$ 33</b>	<b>\$ 503</b>	<b>\$ 22</b>
Recouvrement (suppléments) de primes d'assurance	1	(2)	1	(8)
Indemnités d'assurance liées à Scott	–	3	5	3
Ajustements d'impôt	–	–	30	(242)
<b>Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>87</b>	<b>\$ 32</b>	<b>\$ 467</b>	<b>\$ 269</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement <sup>(2)</sup>	<b>(842)</b>	<b>\$ 194</b>	<b>\$ 185</b>	<b>\$ 716</b>

(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté la perte nette liée aux activités poursuivies de 58 millions \$ avant impôts (20 millions \$ après impôts) et réduit le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 30 millions \$ avant impôts (14 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement. Le même facteur avait réduit la perte nette liée aux activités poursuivies de 32 millions \$ avant impôts (18 millions \$ après impôts) et réduit la perte nette liée aux activités poursuivies de 67 millions \$ avant impôts (15 millions \$ après impôts) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2006, respectivement.

(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<sup>er</sup> janvier 2008 au 31 décembre 2010. Conformément aux conditions de ces contrats, la Société a racheté 30 688 000 barils de pétrole brut Brent daté à un prix moyen d'environ 85,79 \$ US/baril, ce qui a donné lieu à une charge après impôts de 120 millions \$ imputée au bénéfice net et à une diminution de 1 145 millions \$ des flux de trésorerie après impôts.

Le secteur International a enregistré un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 87 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, en hausse par rapport à 32 millions \$ au quatrième trimestre de 2006. Les prix réalisés accrus pour le pétrole et les volumes de production accrus ont été contrebalancés en partie par la perte réalisée sur les contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée. Les frais d'exploration accrus sont attribuables à des radiations de puits non fructueux forés dans le secteur britannique de la mer du Nord et à Trinité-et-Tobago. La charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement accrue s'explique principalement par l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter, L5b-C et Saxon).

## Mise à jour sur les activités d'exploration

Dans le cadre de la stratégie de croissance de Petro-Canada, la Société a entrepris de développer un portefeuille d'exploration comprenant des zones d'intérêt qui procurent un profil risque-récompense équilibré et qui ensemble ajoutent aux réserves au fil du temps. En 2007, la Société et ses partenaires ont foré 15 puits. Sept des 15 puits ont été complétés en tant que découvertes (Golden Eagle, 13/21b-7, van Nes et van Brakel en mer du Nord; Farigh AA 13-12 en Libye; et Cassra-1 et Zandolie West au large de Trinité-et-Tobago). Trois puits ont été provisoirement obturés et attendent leur évaluation (Aklaq-6 et Aklaqyagg-1 en Alaska et Al Dahramat en Syrie). Cinq puits ont été abandonnés en tant que puits secs ou découvertes non commerciales et ont été radiés.

À la fin de l'exercice 2007, le forage de quatre puits additionnels (12/20b-1 en mer du Nord, AA 14-12 en Libye et Poinsettia-2 et Zandolie East au large de Trinité-et-Tobago) se poursuivait.

<i>(nombre de puits)</i>	Résultats en 2007				Perspectives pour 2008 <sup>(1)</sup>
	Découvertes - pétrole	Découvertes - gaz naturel	En cours d'évaluation	Secs et abandonnés	
Mer du Nord	2	2	–	2	6
Syrie	–	–	1	1	–
Libye	1	–	–	–	3
Trinité-et-Tobago	–	2	–	1	5
Alaska	–	–	2	1	3
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>17</b>

(1) Les perspectives pour 2008 ont été publiées antérieurement le 13 décembre 2007.

Au quatrième trimestre de 2007, la Société a foré deux puits d'exploration fructueux. Dans le bloc 13/21b dans le secteur britannique de la mer du Nord, Petro-Canada, en tant qu'exploitant possédant une participation directe de 50 % dans le bloc, a foré un puits qui a traversé deux hauteurs d'huile distinctes. Dans le bloc 22 à Trinité-et-Tobago, Petro-Canada, en tant qu'exploitant possédant une participation directe de 90 % dans le bloc, a foré le puits Cassra-1 et a établi la présence d'une interface gaz-eau. Les deux puits ont été complétés en tant que découvertes et la Société et ses partenaires réaliseront des travaux d'évaluation additionnels avant de considérer des options de mise en valeur.

En 2008, la Société prévoit forer jusqu'à 17 puits centrés sur la mer du Nord, au large de Trinité-et-Tobago, la Libye et le Grand Nord (Territoires-du-Nord-Ouest et Alaska). Des travaux sont en cours pour le forage des trois puits prévus au nord du 60° parallèle au premier trimestre de 2008. En mer du Nord, Petro-Canada et ses partenaires ont l'intention de forer jusqu'à six puits. Jusqu'à trois puits sont planifiés dans le cadre du programme de forage courant en Libye et la Société poursuivra son programme d'exploration multipuits au large de Trinité-et-Tobago où elle planifie jusqu'à cinq puits en 2008.

## Réserves

L'objectif de Petro-Canada est de remplacer les réserves au fil du temps grâce à des travaux d'exploration et de mise en valeur et à des acquisitions. La Société croit que la combinaison des réserves prouvées et des réserves probables représente la meilleure estimation des réserves de Petro-Canada.

*Le tableau suivant et le texte qui l'accompagne ne sont pas conformes aux normes de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis et sont inclus à titre de renseignements généraux supplémentaires. Les réserves tirées de la participation directe avant redevances, les millions de barils équivalent pétrole (bep), l'indice de durée des réserves, le remplacement des réserves, les réserves probables et les réserves prouvées et probables combinées ne sont pas conformes aux normes de la SEC.*

Réserves consolidées (participation directe avant redevances - en millions de bep)	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		Côte Est du Canada	International	Total
	Ouest du Canada	Rocheuses américaines	Synchrude	Bitume			
<b>Réserves prouvées</b>							
Au 31 décembre 2006	289	32	345	157	123	328	1 274
Révisions d'estimations antérieures	(16)	3	18	72	7	1	85
Achats nets/ventes nettes	(3)	–	–	–	–	–	(3)
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	17	10	–	55	6	24	112
Production nette	(36)	(5)	(13)	(8)	(36)	(55)	(153)
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>251</b>	<b>40</b>	<b>350</b>	<b>276</b>	<b>100</b>	<b>298</b>	<b>1 315</b>
<b>Réserves probables</b>							
Au 31 décembre 2006	77	28	278	153	156	224	916
Révisions d'estimations antérieures	(6)	(7)	(17)	(42)	(14)	(32)	(118)
Achats nets/ventes nettes	–	–	–	–	–	(1)	(1)
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	11	–	–	211	26	49	297
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>82</b>	<b>21</b>	<b>261</b>	<b>322</b>	<b>168</b>	<b>240</b>	<b>1 094</b>
<b>Réserves prouvées et probables</b>							
Au 31 décembre 2006	366	60	623	310	279	552	2 190
Révisions d'estimations antérieures	(22)	(4)	1	30	(7)	(31)	(33)
Achats nets/ventes nettes	(3)	–	–	–	–	(1)	(4)
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	28	10	–	266	32	73	409
Production nette	(36)	(5)	(13)	(8)	(36)	(55)	(153)
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>333</b>	<b>61</b>	<b>611</b>	<b>598</b>	<b>268</b>	<b>538</b>	<b>2 409</b>

En 2007, la Société a remplacé 243 %<sup>(1)</sup> de la production par des réserves prouvées et probables. Les ajouts aux réserves prouvées et probables ont totalisé 372 millions de bep, en excluant la production de 153 millions de bep nets en 2007. Par conséquent, les réserves prouvées et probables totales ont augmenté, passant de 2 190 millions de bep à la fin de 2006 à 2 409 millions de bep à la fin de 2007. L'indice de durée de vie des réserves prouvées et probables était de 15,8<sup>(1)</sup> à la fin de l'exercice 2007, comparativement à 17,3<sup>(1)</sup> à la fin de l'exercice 2006.

L'objectif global de Petro-Canada est de remplacer les réserves prouvées et probables en glissement sur cinq ans. Le taux de remplacement des réserves prouvées et probables de Petro-Canada sur une base consolidée a été de 127 %<sup>(1)</sup> au

<sup>(1)</sup> Le taux de remplacement des réserves et l'indice de durée de vie des réserves sont des mesures non standardisées et peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Ils sont présentés à titre indicatif seulement. Pour les besoins des calculs, Petro-Canada a combiné les données provenant de ses activités pétrolières et gazières et de ses activités d'exploitation minière de sables pétrolifères. Le pourcentage de remplacement des réserves est calculé en divisant la variation des réserves pour la période considérée, avant déduction de la production, par la production totale pour la même période.

cours des cinq derniers exercices.

Des renseignements plus détaillés sur les réserves et la base de leur estimation sont présentés dans le rapport de gestion débutant à la page 17.

## AVAL

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Bénéfice net</b>	<b>81</b>	<b>83</b>	<b>629</b>	<b>473</b>
Gain à la vente d'actifs	1	5	7	10
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>80</b>	<b>78</b>	<b>622</b>	<b>463</b>
Recouvrement (suppléments) de primes d'assurance	2	(2)	2	(8)
Ajustements d'impôt	28	–	34	41
<b>Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>50</b>	<b>80</b>	<b>586</b>	<b>430</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>88</b>	<b>178</b>	<b>948</b>	<b>790</b>

Au quatrième trimestre de 2007, le secteur Aval a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 50 millions \$, en baisse par rapport à 80 millions \$ au même trimestre de 2006. Le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus faible du segment Raffinage et approvisionnement a été contrebalancé en partie par les résultats plus élevés du segment Commercialisation.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 10 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, nettement en baisse par rapport à 75 millions \$ au même trimestre de 2006. Les résultats ont reflété les marges plus faibles des lubrifiants, des produits pétrochimiques et des bitumes, les incidences négatives des taux de change sur les marges de craquage et sur les écarts de prix entre les qualités de brut, ainsi que les charges d'exploitation accrues. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les marges plus élevées sur les hydrocarbures légers, les marges de détail plus élevées et les rendements en produits améliorés dans les raffineries. Les coûts d'exploitation plus élevés au quatrième trimestre de 2007 par rapport à l'exercice précédent comprennent des éléments ponctuels et l'ajout de charges environnementales y compris la taxe sur les gaz à effet de serre de l'Alberta et la taxe verte du Québec.

Le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 40 millions \$, au quatrième trimestre de 2007 en hausse par rapport à 5 millions \$ au même trimestre de 2006. Au quatrième trimestre de 2007, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges accrues sur les carburants et les produits non pétroliers et les volumes de ventes plus élevés.

## SOCIÉTÉ

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trois mois terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
<b>Services partagés</b>				
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>53</b>	<b>(105)</b>	<b>(6)</b>	<b>(263)</b>
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme en devises étrangères	10	(58)	208	1
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation</b>	<b>43</b>	<b>(47)</b>	<b>(214)</b>	<b>(264)</b>
Recouvrement (charge) lié(e) à la rémunération à base d'actions <sup>(1)</sup>	45	(21)	(54)	(31)
Ajustements d'impôt	6	–	5	(71)
<b>Perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels</b>	<b>(8)</b>	<b>(26)</b>	<b>(165)</b>	<b>(162)</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>71</b>	<b>(63)</b>	<b>(188)</b>	<b>(218)</b>

(1) Reflète la variation de l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions.

Les Services partagés ont enregistré une perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels de 8 millions \$ au quatrième trimestre de 2007, comparativement à une perte de 26 millions \$ à la même période de 2006. La perte d'exploitation plus faible ajustée en fonction des éléments inhabituels est attribuable à un gain de change sur des soldes de trésorerie en dollars américains détenus durant le trimestre.

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 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 quatrième 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 jeudi 31 janvier 2008 à 9 h 00, heure normale de l'Est (HNE). 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 HNE. 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 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 31 janvier 2008 à 9 h 00 HNE. 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 3246676#). 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 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 charges 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

De tels renseignements de nature prospective sont soumis à des risques et à des incertitudes connus et inconnus. 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 inhérents aux activités pétrolières et gazières au Canada et à l'étranger
- les taux de rendement prévus
- 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
- 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 SEC.

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 déclarés en date du 31 janvier 2008 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les mettra pas à jour publiquement ni ne les révisera. 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 qui autorise Petro-Canada à présenter l'information conformément aux normes de la SEC lorsque mentionnée 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 en utilisant 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 des États-Unis (Accounting Rules Regulation S-X 210.4-10, Financial Accounting Standards Board Statement 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 (PRMS) : définitions de la Society of Petroleum Engineers, de la Society of Petroleum Evaluation Engineers, 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 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; et
- 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

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

Ken Hall

Relations avec les investisseurs

403-296-7859

Courriel : [investor@petro-canada.ca](mailto:investor@petro-canada.ca)

Andrea Ranson

Communications de la Société

403-296-4610

Courriel : [corpcomm@petro-canada.ca](mailto:corpcomm@petro-canada.ca)

Lisa McMahon

Relations avec les investisseurs

403-296-3764

Courriel : [investor@petro-canada.ca](mailto:investor@petro-canada.ca)

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