

2008

Communiqué



Pour publication immédiate
Le 29 janvier 2009

(also published in English)

Un bilan et une situation de trésorerie solides placent Petro-Canada en bonne position pour 2009

Points saillants

- Nous avons atteint nos priorités de 2008 en enregistrant une production se situant dans l'extrémité supérieure de notre fourchette de prévisions et en faisant progresser des projets majeurs
- Nous avons remplacé 149 % des réserves prouvées et probables sur une période de cinq ans
- Nous avons terminé l'exercice 2008 avec une situation de trésorerie solide et une grande flexibilité financière, de même qu'un faible niveau d'endettement

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation de 518 millions \$ (1,07 \$/action) pour le quatrième trimestre, en légère hausse par rapport à 513 millions \$ (1,06 \$/action) au quatrième trimestre de 2007. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au quatrième trimestre de 2008 ont été de 531 millions \$ (1,10 \$/action), considérablement en hausse par rapport à 17 millions \$ (0,04 \$/action) au même trimestre de 2007.

Les pertes nettes ont été de 691 millions \$ ((1,43) \$/action) au quatrième trimestre de 2008, comparativement à un bénéfice net de 522 millions \$ (1,08 \$/action) au même trimestre de 2007.

En 2008, le bénéfice d'exploitation a été de 3 857 millions \$ (7,97 \$/action), en hausse de 53 % comparativement à 2 528 millions \$ (5,17 \$/action) en 2007. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement pour 2008 ont été de 6 478 millions \$ (13,38 \$/action), en hausse de 72 % par rapport à 3 762 millions \$ (7,69 \$/action) lors de l'exercice précédent.

Le bénéfice net pour l'exercice 2008 a été de 3 134 millions \$ (6,47 \$/action), en hausse de 15 % comparativement à 2 733 millions \$ (5,59 \$/action) en 2007.

« Petro-Canada a obtenu des résultats financiers exceptionnels en 2008, ce qui nous place en très bonne position pour 2009 », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction.

« Notre production s'est située dans l'extrémité supérieure de notre fourchette de prévisions, en raison surtout de la grande fiabilité à la plupart de nos installations majeures, a ajouté M. Brenneman. Pour 2009, nous avons déjà réduit nos dépenses en capital au premier trimestre compte tenu de ce que nous avons prévu à la mi-décembre et ces mesures, de concert avec la réduction des quotas de l'OPEP en Libye, nous ont amenés à réduire quelque peu notre fourchette de prévisions de production pour 2009. »

La Société est dans une situation de trésorerie solide, disposant d'un solde de trésorerie de fin d'exercice de 1,4 milliard \$ et d'une capacité de crédit inutilisée de 4,7 milliards \$. Les deux ratios d'endettement utilisés par Petro-Canada pour évaluer sa capacité financière globale sont bien en deçà des fourchettes cibles de la Société.

« Nous gérons activement nos dépenses et nous disposons de la capacité et de la flexibilité financières pour traverser ces temps difficiles, a déclaré Harry Roberts, vice-président directeur et chef des finances. Cette approche préserve nos projets de croissance actuels et peut nous permettre de tirer parti d'occasions additionnelles. »

Résultats du quatrième trimestre

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Résultats consolidés				
Bénéfice d'exploitation ¹	518 \$	513 \$	3 857 \$	2 528 \$
– en \$/action	1,07	1,06	7,97	5,17
Bénéfice net (perte nette)	(691)	522	3 134	2 733
– en \$/action	(1,43)	1,08	6,47	5,59
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ²	531	17	6 478	3 762
– en \$/action	1,10	0,04	13,38	7,69
Dividendes – en \$/action	0,20	0,13	0,66	0,52
Programme de rachat d'actions	–	104	–	839
– en millions d'actions	–	2,0	–	16,0
Dépenses en immobilisations	1 777 \$	1 601 \$	6 373 \$	4 109 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions d'actions)</i>	484,4	484,6	484,1	489,0
Production totale nette, avant redevances <i>(en milliers de bep/j)</i> ³	409	410	418	418
Rendement d'exploitation du capital investi <i>(en pourcentage)</i>				
Amont			35,1	23,6
Aval ⁴			3,8	11,4
Total – Société ⁴			22,6	18,4

1 Pour évaluer le rendement d'exploitation, la Société utilise le bénéfice d'exploitation (qui représente le bénéfice net (perte nette), excluant les gains ou les pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et à la vente d'actifs, 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 et suppléments de primes d'assurance ainsi que la réduction de valeur de stocks de pétrole brut achetés et les charges dues au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills – voir en page 3, MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR).

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

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

4 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.

MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement sont couramment utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière et par Petro-Canada pour aider la direction et les investisseurs à analyser le rendement d'exploitation, le levier financier et les liquidités. En outre, le budget d'investissement de la Société a été préparé en fonction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation prévus avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, car le moment où les débiteurs sont recouvrés ou les paiements effectués n'est pas considéré comme pertinent pour l'établissement du budget d'investissement. Le bénéfice d'exploitation représente le bénéfice net (perte nette) en excluant les gains ou les pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et à la vente d'actifs, 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, les indemnités et les suppléments de primes d'assurance, ainsi que les réductions de valeur de stocks de pétrole brut achetés et les charges dues au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills. La Société utilise le bénéfice d'exploitation pour évaluer le rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et le bénéfice d'exploitation n'ont pas de sens normalisé prescrit par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et, par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Le rapprochement des flux de trésorerie et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement avec la mesure correspondante conforme aux PCGR est exposé dans le tableau à la page 6. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation avec les mesures correspondantes définies par les PCGR est exposé dans le tableau à la page 4.

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)	Trimestres terminés les 31 décembre				Exercices terminés les 31 décembre			
	2008	(en \$/action)	2007	(en \$/action)	2008	(en \$/action)	2007	(en \$/action)
Bénéfice net (perte nette)	(691)	\$ (1,43)	522	\$ 1,08	3 134	\$ 6,47	2 733	\$ 5,59
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères ¹	(442)		10		(606)		208	
Variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard ²	–		(120)		–		(138)	
Gain à la vente d'actifs ³	9		3		4		58	
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval	(549)		–		(255)		–	
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	15		45		126		(54)	
Ajustements d'impôt ⁴	(38)		143		215		191	
Charge de dépréciation d'actifs ⁵	(28)		(97)		(52)		(97)	
Indemnités d'assurance et suppléments de primes	(20)		25		9		37	
Réduction de valeur de stocks de pétrole brut achetés ⁶	–		–		(8)		–	
Charges dues au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills ⁷	(156)		–		(156)		–	
Bénéfice d'exploitation	518	\$ 1,07	513	\$ 1,06	3 857	\$ 7,97	2 528	\$ 5,17

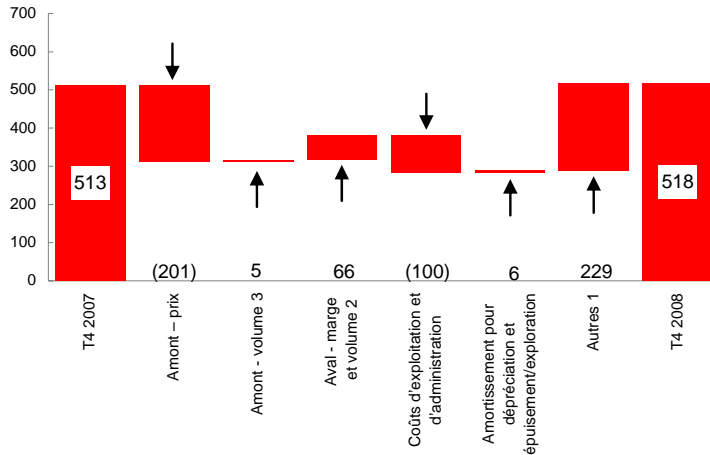
- 1 La conversion de devises étrangères a reflété les gains ou les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains non associée au secteur International autonome ni aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur Gaz naturel nord-américain.
- 2 Au cours du quatrième 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 troisième trimestre de 2008, le secteur International et extracôtier a conclu la vente de ses actifs au Danemark dans le segment international, ce qui a entraîné un gain de 107 millions \$ avant impôts (82 millions \$ après impôts). Au deuxième trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a conclu la vente de ses actifs de Minehead dans l'Ouest du Canada, ce qui a entraîné une perte de 153 millions \$ avant impôts (112 millions \$ après impôts). En plus de la vente de ces actifs, d'autres ventes d'actifs, de moindre importance, ont entraîné des gains de 50 millions \$ avant impôts (34 millions \$ après impôts) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. La vente de ces actifs s'aligne sur les stratégies des secteurs d'optimiser les actifs de leurs portefeuilles de façon continue.
- 4 Au deuxième trimestre de 2008, le secteur International a enregistré un recouvrement d'impôts futur de 230 millions \$ lié à la ratification des contrats d'exploration et de partage de la production (CEPP) en Libye.
- 5 Au quatrième trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 41 millions \$ avant impôts (28 millions \$ après impôts) pour les coûts liés à un projet pilote abandonné dans le nord de la Colombie-Britannique. Au premier trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 35 millions \$ avant impôts (24 millions \$ après impôts) pour les coûts de développement de projet cumulés relativement au projet d'installation de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) proposé à Gros-Cacouna, au Québec, qui a été reporté en raison des conditions sur le marché mondial du GNL. Au quatrième trimestre de 2007, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge de 150 millions \$ avant impôts (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.
- 6 Au troisième trimestre de 2008, le secteur Sables pétrolifères a enregistré une charge de 38 millions \$ avant impôts (26 millions \$ après impôts) pour la réduction de valeur de stocks de pétrole brut achetés pour le remplissage des canalisations pour le projet de conversion de raffinerie (PCR) à Edmonton, contrebalancée en partie par un recouvrement de 26 millions \$ avant impôts (18 millions \$ après impôts) lié aux marges futures prévues du secteur Aval provenant du raffinage des stocks de pétrole brut et de la vente des produits pétroliers raffinés, enregistré par les Services partagés et éliminations. Par conséquent, la Société a enregistré une réduction de valeur nette de 12 millions \$ avant impôts (8 millions \$ après impôts).
- 7 Au quatrième trimestre de 2008, la Société et ses partenaires ont annoncé le report de la décision d'investissement finale pour les volets de l'exploitation minière et de l'usine de valorisation du projet Fort Hills. Par conséquent, le secteur Sables pétrolifères a enregistré des charges de 216 millions \$ avant impôts (156 millions \$ après impôts) visant à refléter les coûts engagés pour résilier certains contrats d'approvisionnements en produits et services et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de certaines immobilisations corporelles.

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 4^e TRIMESTRE 2008 COMPARATIVEMENT AU 4^e TRIMESTRE 2007

Bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

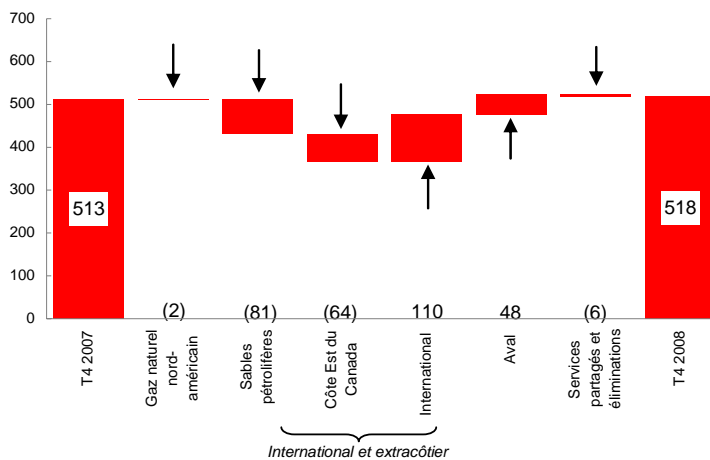


Le bénéfice d'exploitation a augmenté de 1 % pour atteindre 518 millions \$ (1,07 \$/action) au quatrième trimestre de 2008, comparativement à 513 millions \$ (1,06 \$/action) au quatrième trimestre de 2007. L'augmentation du bénéfice d'exploitation au quatrième trimestre a reflété l'incidence positive des autres dépenses plus faibles¹ (229 millions \$), des marges accrues dans le secteur Aval² (66 millions \$), de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et des frais d'exploration moins élevés (6 millions \$) et de la production d'amont accrue³ (5 millions \$). Les gains ont été largement contrebalancés par les prix réalisés moindres en amont ((201) millions \$) et les coûts d'exploitation et d'administration plus élevés ((100) millions \$).

- 1 Le facteur « Autres » comprend principalement les intérêts débiteurs ((31) millions \$), la conversion de devises étrangères (37 millions \$), les pertes réalisées sur les contrats dérivés de Buzzard (s'applique aux exercices 2007 et antérieurs) (106 millions \$) et les mouvements des stocks d'amont (108 millions \$).
- 2 Les marges du secteur Aval comprennent l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements.
- 3 Le facteur « Amont – volume » comprend la portion de l'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.

Bénéfice d'exploitation par segment

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



La hausse du bénéfice d'exploitation sur une base sectorielle au quatrième trimestre a reflété le bénéfice d'exploitation plus élevé des secteurs International (110 millions \$) et Aval (48 millions \$). Les résultats ont été contrebalancés en grande partie par la diminution du bénéfice net lié à la perte d'exploitation du secteur Sables pétroliers ((81) millions \$) et le bénéfice d'exploitation plus faible des secteurs Côte Est du Canada ((64) millions \$) et Gaz naturel nord-américain ((2) millions \$) ainsi que par les coûts accrus des Services partagés et éliminations ((6) millions \$).

Les pertes nettes au quatrième trimestre de 2008 ont été de 691 millions \$ ((1,43) \$/action), comparativement à un bénéfice net de 522 millions \$ (1,08 \$/action) durant la même période en 2007. Les pertes nettes au quatrième trimestre de 2008 ont reflété les pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères, l'incidence négative des coûts décroissants des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode d'évaluation des stocks PEPS et des charges dues au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills. Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2007 incluait des charges liées au règlement des contrats dérivés associés à Buzzard.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie liés (affectés) aux activités d'exploitation	1 329	\$ (602)	\$ 6 522	\$ 3 339
Augmentation (diminution) des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(798)	619	(44)	423
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	531	\$ 17	\$ 6 478	\$ 3 762

Au quatrième trimestre de 2008, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont été de 531 millions \$ (1,10 \$/action). Bien que cela représente une augmentation significative par rapport au même trimestre de 2007, alors que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement étaient de 17 millions \$ (0,04 \$/action), l'augmentation a été atténuée de façon appréciable par des prix plus bas du pétrole brut et des produits pétroliers raffinés; le report de la décision d'investissement finale pour le projet Fort Hills, alors qu'environ 118 millions \$ des charges de 156 millions \$ représentent une réduction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement; et l'incidence du fléchissement des prix du pétrole brut dans le secteur Aval. L'incidence du fléchissement des prix du pétrole brut dans le secteur Aval a réduit les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au cours du quatrième trimestre de 2008 d'un montant approximativement égal à l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements de 549 millions \$. Le quatrième trimestre de 2007 comprenait un paiement en argent comptant de 1 145 millions \$ pour la conclusion de contrats dérivés visant à dénouer la portion couverte de la production de Petro-Canada à Buzzard.

Perspectives relatives à la production consolidée pour 2009

À la suite de la publication des fourchettes de prévisions de 2009, le 11 décembre 2008, la Société a réduit la fourchette de prévisions de production pour 2009 en raison des réductions des dépenses d'investissement planifiées pour 2009 qui affectent la production à court terme ainsi que des contraintes liées à des quotas imposés par l'OPEP en Libye. La fourchette de prévisions de production révisée devrait maintenant se situer entre 345 000 barils équivalent pétrole/jour (bep/j) et 385 000 bep/j. La fourchette de prévisions de production a été élargie afin de refléter l'incertitude du marché dans la conjoncture actuelle et l'incidence éventuelle sur la production à court terme si la faiblesse des prix des marchandises persiste ou s'accroît et que des réductions additionnelles des dépenses d'investissement s'avèrent nécessaires.

<i>(en milliers de bep/j)</i>	Perspectives pour 2009 (+/-) Au 11 décembre 2008	Perspectives pour 2009 (+/-) Au 29 janvier 2009
Fourchette de prévisions de production	360 – 395	345 – 385

En 2008, la production de pétrole brut, de LGN et gaz naturel a atteint en moyenne 418 000 bep/j nets, ce qui se situait dans l'extrémité supérieure de notre fourchette de prévisions de 2008. La production d'amont de 2009 devrait diminuer par rapport à 2008, ce qui s'explique principalement par l'épuisement naturel des champs dans l'Ouest du Canada et dans les secteurs Côte Est du Canada et International, par les quotas imposés par l'OPEP en Libye, et par les révisions de grandes installations dans les secteurs Côte Est du Canada et International. Ces révisions visent à améliorer la croissance de la production à l'avenir et à maintenir des activités fiables. Ces diminutions sont contrebalancées en partie par les volumes additionnels attribuables aux Sables pétrolifères et les investissements dans les activités de base, qui atténuent les taux d'épuisement naturel. La production reportée en raison des révisions sera de nouveau en service à la fin de 2009, ce qui positionnera notre taux de production plus proche de l'extrémité supérieure de notre fourchette.

Les facteurs qui sont susceptibles d'influer sur la production au cours de 2009 comprennent le rendement des gisements, les résultats de forage, la fiabilité des installations, les changements de quotas de production imposés par l'OPEP et l'exécution réussie des révisions planifiées.

Gaz naturel nord-américain				
Gaz naturel	94	98	84	81
Liquides	12	13	14	14
Sables pétrolières				
Syncrude	35	35	38	38
Mackay River	25	25	27	27
Internationale et extracôtier				
Côte Est du Canada	87	90	68	68
International				
Mer du Nord	94	98	85	85
Autres - International	58	59	59	52

Points saillants des résultats d'exploitation

La production au quatrième trimestre s'est chiffrée en moyenne à 409 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada en 2008, relativement inchangée par rapport à 410 000 bep/j nets au même trimestre de 2007. Les volumes ont reflété la production plus faible du secteur International et la production relativement inchangée du secteur Gaz naturel nord-américain, contrebalancée par la production accrue des secteurs Côte Est du Canada et Sables pétrolières.

En 2008, la production de pétrole brut, de liquides de gaz naturel (LGN) et de gaz naturel s'est chiffrée en moyenne à 418 000 bep/j nets, dans l'extrémité supérieure de notre fourchette de prévisions pour 2008 et inchangée par rapport à 418 000 bep/j en 2007.

Dans le secteur Aval, la mise en service des installations du PCR à Edmonton s'est poursuivie et le rendement solide du segment Commercialisation a été contrebalancé en partie par le bénéfice plus faible du segment Raffinage et approvisionnement.

	Trimestres terminés les		Exercices terminés les	
	2008	2007	2008	2007
Amont – résultats consolidés				
Production avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN), nette (en milliers de barils/jour)	292	289	301	297
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	699	725	706	728
Production totale, nette (en milliers de barils équivalent pétrole/jour) ¹	409	410	418	418
Prix moyens réalisés				
Pétrole brut et LGN (en \$/baril)	58,25	82,71	95,63	72,66
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	7,53	5,88	8,34	6,32
Aval				
Ventes de produits pétroliers (en milliers de mètres cubes/jour)	52,8	54,5	52,4	53,3
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage) ²	84	99	89	99
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts (en cents/litre) ³	2,0	1,0	1,3	3,0

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, l'utilisation moyenne des raffineries du secteur Aval a été affectée par l'activité de révision liée au PCR à Edmonton et sa mise en service subséquente.

3 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 six projets majeurs au cours des prochaines années en vue de réaliser une croissance rentable à long terme. La Société prévoit que la production d'amont augmentera de façon significative lorsque ces projets de croissance majeurs seront mis en service. Les projets majeurs, le projet gazier Ebla en Syrie, les projets de mise en valeur associés aux CEPP en Libye et l'agrandissement de White Rose, se déroulent conformément aux prévisions et ont été sanctionnés par la Société. Les trois autres projets, l'agrandissement de MacKay River, le projet d'exploitation minière de Fort Hills et le cokeur de Montréal, ne sont pas sanctionnés et sont en attente jusqu'au renforcement des prix des marchandises et des marchés financiers.

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

Perspectives

Mises à jour sur les activités

- Hibernia entreprendra une révision planifiée de 21 jours au premier trimestre de 2009.
- Buzzard entreprendra une révision planifiée de quatre jours au premier trimestre de 2009.

Jalons des projets majeurs

- La construction des installations du PCR à Edmonton s'est achevée à la fin du troisième trimestre et la raffinerie a continué d'accélérer la production au quatrième trimestre de 2008.
- Les activités d'approvisionnement et de fabrication pour la portion North Amethyst du projet d'agrandissement de White Rose progressent et le champ pétrolifère devrait entrer en production vers la fin de 2009 ou le début de 2010.
- Le projet gazier Ebla en Syrie est conforme au plan et était achevé à 50 % à la fin de 2008 et la production de gaz devrait débuter au milieu de 2010. Le programme de forage avance et les résultats ont été conformes aux attentes. L'acquisition de données sismiques dans les champs Ash Shaer se poursuit.
- À la suite de la signature de nouveaux CEPP en Libye, le travail a débuté et la Société se consacre à préparer le programme de mise en valeur du champ Amal et à lancer le nouveau programme d'exploration. Les activités sismiques se sont poursuivies avec une quatrième équipe sismique déployée au quatrième trimestre de 2008.
- Afin de préserver sa solide situation de trésorerie, les trois projets de croissance non sanctionnés (le cokeur de Montréal, l'agrandissement de MacKay River et le projet d'exploitation minière de Fort Hills) sont mis en attente jusqu'au renforcement des prix des marchandises et des marchés financiers. La Société révisé les coûts de ces projets afin de tirer parti de la conjoncture actuelle du marché.
- L'approbation réglementaire de l'amendement au plan de mine de Fort Hills a été obtenue au quatrième trimestre de 2008. L'approbation réglementaire au sujet de l'usine de valorisation de Sturgeon a été reçue en janvier 2009. Le volet ayant trait à l'usine de valorisation de Sturgeon du projet a été mis en attente et une décision concernant sa réalisation sera prise à une date ultérieure.

RÉSULTATS DES SECTEURS D'ACTIVITÉ

AMONT

Gaz naturel nord-américain

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net (perte nette)	5	\$ (57)	\$ 344	\$ 191
Gain (perte) à la vente d'actifs ¹	4	–	(91)	41
Ajustements d'impôt	–	7	–	8
Suppléments de primes d'assurance	(2)	–	(2)	–
Charge de dépréciation d'actifs ²	(28)	(97)	(52)	(97)
Bénéfice d'exploitation	31	\$ 33	\$ 489	\$ 239
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	205	\$ 173	\$ 1 209	\$ 720

1 Au deuxième trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a conclu la vente de ses actifs de Minehead dans l'Ouest du Canada, ce qui a entraîné une perte de 153 millions \$ avant impôts (112 millions \$ après impôts). La vente de ces actifs est alignée sur la stratégie du secteur d'optimiser les actifs de leurs portefeuilles de façon continue.

2 Au quatrième trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 41 millions \$ avant impôts (28 millions \$ après impôts) pour les coûts liés à un projet pilote abandonné dans le nord de la Colombie-Britannique. 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 quatrième trimestre de 2007, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge de 150 millions \$ avant impôts (97 millions \$ après impôts) en raison d'une dépréciation d'actifs liés au méthane de houille dans les Rocheuses américaines imputables à des réductions des réserves probables combinées à des prix plus bas.

Au quatrième trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice d'exploitation de 31 millions \$, comparativement à 33 millions \$ au quatrième trimestre de 2007. Les prix réalisés plus élevé du gaz naturel et les frais d'exploration plus bas ont été contrebalancés par les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus importants et les prix réalisés pour le pétrole brut et les liquides plus bas.

La production du secteur Gaz naturel nord-américain s'est chiffrée en moyenne à 662 millions de pi³ équivalent gaz/jour au quatrième trimestre de 2008, relativement inchangée par rapport à 669 millions de pi³ équivalent gaz/jour au même trimestre de 2007. La production a reflété la production de gaz naturel accrue dans les Rocheuses américaines et une bonne performance dans l'Ouest du Canada, ce qui a contrebalancé de façon significative le taux d'épuisement naturel.

Sables pétroliers

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net (perte nette)	(164)	\$ 129	\$ 334	\$ 316
Gain à la vente d'actifs	3	–	3	1
Recouvrement (suppléments) de primes d'assurance	(3)	1	(3)	1
Ajustements d'impôt	–	55	2	62
Réduction de valeur de stocks de pétrole brut achetés ¹	–	–	(26)	–
Charges dues au report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills ²	(156)	–	(156)	–
Bénéfice (perte) d'exploitation	(8)	\$ 73	\$ 514	\$ 252
Flux de trésorerie liés (affectés) aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(90)	\$ 149	\$ 594	\$ 555

1 Au troisième trimestre de 2008, le secteur Sables pétroliers a enregistré une réduction de valeur de 38 millions \$ avant impôts (26 millions \$ après impôts) pour la réduction de valeur de stocks de pétrole brut achetés pour le remplissage des canalisations pour le PCR à Edmonton. Cette réduction de valeur a été contrebalancée en partie par un recouvrement de 26 millions \$ avant impôts (18 millions \$ après impôts) enregistré par les Services partagés et éliminations.

2 Au quatrième trimestre de 2008, la Société et ses partenaires ont annoncé le report de la décision d'investissement finale pour les volets de l'exploitation minière et de l'usine de valorisation du projet Fort Hills. Par conséquent, le secteur Sables pétroliers a enregistré des charges de 216 millions \$ avant impôts (156 millions \$ après impôts) pour refléter les coûts engagés pour résilier certains contrats d'approvisionnements en produits et services et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de certaines immobilisations corporelles.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une perte d'exploitation de 8 millions \$ au quatrième trimestre de 2008, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 73 millions \$ au quatrième trimestre de 2007. Les prix réalisés moins élevés à Syncrude, les coûts d'exploitation accrus et les pertes à la vente de stocks de pétrole brut ont été contrebalancés en partie par la production plus élevée, les prix réalisés accrus à MacKay River et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement moins importante.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est chiffrée en moyenne à 63 100 barils/jour au quatrième trimestre de 2008, en hausse de 22 % par rapport à 51 700 barils/jour au quatrième trimestre de 2007. La production plus importante a reflété principalement la fiabilité et la capacité accrues à MacKay River, contrebalancées en partie par la réalisation d'une révision planifiée de 45 jours du coque 8-2 et des contraintes de production du bitume à Syncrude.

International et extracôtier

Côte Est du Canada

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net ¹	211	\$ 346	\$ 1 368	\$ 1 229
Recouvrement (suppléments) de primes d'assurance	(3)	1	(3)	1
Indemnités d'assurance liées à Terra Nova	–	20	29	27
Ajustements d'impôt	–	47	2	52
Bénéfice d'exploitation	214	\$ 278	\$ 1 340	\$ 1 149
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	315	\$ 378	\$ 1 746	\$ 1 542

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont augmenté le bénéfice net de 86 millions \$ avant impôts (59 millions \$ après impôts) et de 26 millions \$ avant impôts (17 millions \$ après impôts) pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008, respectivement. Le même facteur avait augmenté (diminué) le bénéfice net de (30) millions \$ avant impôts ((20) millions \$ après impôts) et de 18 millions \$ avant impôts (12 millions \$ après impôts) pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement.

Au quatrième trimestre de 2008, le secteur Côte Est du Canada a enregistré un bénéfice d'exploitation de 214 millions \$, en baisse par rapport à 278 millions \$ au quatrième trimestre de 2007. Les prix réalisés plus bas et les paiements de redevances, les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus importants ont été contrebalancés en partie par la production accrue et les gains de change plus élevés.

La production du secteur Côte Est du Canada s'est chiffrée en moyenne à 88 700 barils/jour au quatrième trimestre de 2008, en hausse de 1 % par rapport à 87 400 barils/jour à la même période en 2007. La production à Hibernia a été plus élevée en raison de l'incidence positive de récents reconditionnements de puits, de la fiabilité élevée et de l'ajout de deux nouveaux puits de production, qui ont contrebalancé l'épuisement naturel du champ. La production à White Rose a été plus faible en raison de la fermeture provisoire d'un puits de production en raison d'une fuite de gaz sous-marine. La production à Terra Nova a été légèrement plus basse en raison de l'épuisement naturel du champ et de la réalisation d'une révision générale planifiée de l'un des groupes électrogènes principaux.

International

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net (perte nette) ¹	193	\$ (30)	\$ 1 684	\$ 374
Variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard ²	–	(120)	–	(138)
Gain à la vente d'actifs ³	–	2	88	9
Recouvrement (suppléments) de primes d'assurance	(4)	1	(4)	1
Indemnités d'assurance liées à Scott	–	–	–	5
Ajustements d'impôt ⁴	–	–	227	30
Bénéfice d'exploitation	197	\$ 87	\$ 1 373	\$ 467
Flux de trésorerie liés (affectés) aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	392	\$ (842)	\$ 2 236	\$ 185

- 1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté le bénéfice net de 66 millions \$ avant impôts (35 millions \$ après impôts) et de 154 millions \$ avant impôts (53 millions \$ après impôts) pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008, respectivement. Le même facteur avait augmenté la perte nette de 58 millions \$ avant impôts (20 millions \$ après impôts) et diminué le bénéfice net de 30 millions \$ avant impôts (14 millions \$ après impôts) pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, respectivement.
- 2 Au cours du 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, 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 troisième trimestre de 2008, le secteur International et extracôtier a conclu la vente de ses actifs au Danemark dans le segment international, ce qui a entraîné un gain de 107 \$ millions avant impôts (82 \$ millions \$ après impôts).
- 4 Au cours du deuxième trimestre de 2008, le secteur International a enregistré un recouvrement d'impôts futurs de 230 millions \$ en raison de la ratification des CEPP en Libye.

Le secteur International a enregistré un bénéfice d'exploitation de 197 millions \$ au quatrième trimestre de 2008, en hausse par rapport au bénéfice de 87 millions \$ au quatrième trimestre de 2007. Les gains à la conversion de devises étrangères, les prix réalisés accrus du gaz naturel, les frais d'exploration et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement moins élevés et l'absence de charge liée au règlement des contrats dérivés associés à Buzzard au quatrième trimestre de 2007 ont été contrebalancés en partie par les prix réalisés du brut et les volumes de production plus faibles et les coûts d'exploitation accrus.

La production du secteur International s'est chiffrée en moyenne à 146 500 bep/j au quatrième trimestre de 2008, en baisse de 8 % par rapport à 159 200 bep/j au quatrième trimestre de 2007. La production moindre a reflété l'épuisement naturel de plusieurs champs en mer du Nord et un arrêt non planifié de l'installation Triton en décembre. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la production accrue à Buzzard en raison de solides résultats opérationnels.

Mise à jour sur les activités d'exploration

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, Petro-Canada et ses partenaires ont achevé les opérations portant sur 16 puits. Quatre de ces puits ont été complétés en tant que découvertes de gaz naturel (Gubik-3 dans les avant-monts de l'Alaska, Zandolie East dans le bloc 1a au large de Trinité-et-Tobago, Sancoche dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago et van Ghent dans le secteur néerlandais de la mer du Nord). Un puits a été complété en tant que découverte de pétrole (Pink dans le secteur britannique de la mer du Nord). Un puits d'évaluation fructueux a été complété en tant que découverte de gaz naturel (Cassra 2 dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago) et un autre en tant que découverte de pétrole (Farigh 14-12 en Libye). Un puits a été complété en tant que découverte non commerciale de pétrole (Maria dans le secteur britannique de la mer du Nord) et un puits en tant que découverte non commerciale de gaz naturel (L5a-11 dans le secteur néerlandais de la mer du Nord). 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. Quatre puits étaient secs et ont été abandonnés (Kwijika dans les Territoires du Nord-Ouest, Tegu dans le bloc 1a au large de Trinité-et-Tobago, Bene dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago et Trow dans le secteur norvégien de la mer du Nord).

Deux puits complétés faisaient partie du programme d'exploration de 2007. Gemini, dans le secteur britannique de la mer du Nord, était sec et a été abandonné et le puits d'évaluation Poinsettia-2 (dans la zone NCMA à Trinité-et-Tobago) a été complété en tant que découverte de gaz naturel.

À la fin de l'exercice 2008, les opérations de forage d'un puits (L6-7 dans le secteur néerlandais de la mer du Nord) se poursuivaient.

(nombre de puits)	Résultats en 2008 ¹				Perspectives pour 2009 ²
	Découvertes - pétrole	Découvertes - gaz naturel	En cours d'évaluation	Secs et abandonnés	
Mer du Nord	2	2	–	2	4
Syrie	–	–	–	–	–
Libye	1	–	–	–	4
Trinité-et-Tobago	–	4	–	2	–
Alaska	–	1	1	–	3
Territoires du Nord-Ouest	–	–	–	1	–
Côte Est du Canada	–	–	–	–	1
Total	3	7	1	5	12

1. Inclut le puits sec et abandonné Gemini (dans le secteur britannique de la mer du Nord) et le puits Poinsettia-2 (dans la zone NCMA à Trinité-et-Tobago) complété en tant que découverte de gaz naturel dans le cadre du programme d'exploration de 2007 qui a été achevé au premier trimestre de 2008.

2. Les perspectives pour 2009 ont été publiées antérieurement le 11 décembre 2008.

Au quatrième trimestre de 2008, la Société n'a complété aucun puits d'exploration.

En 2009, la Société prévoit forer jusqu'à 12 puits centrés sur la mer du Nord, la Libye, la côte Est du Canada et les avant-monts de l'Alaska. En mer du Nord, Petro-Canada et ses partenaires ont l'intention de forer jusqu'à quatre puits. Au plus quatre puits sont planifiés dans le cadre du programme de forage en cours en Libye et la Société et ses partenaires continueront de développer des occasions d'approvisionnement dans les régions pionnières de l'Alaska, où trois puits sont planifiés. Sur la côte Est du Canada, la Société et ses partenaires ont l'intention de forer un puits.

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 des mesures conformes aux normes de la SEC.

Réserves consolidées – pour les activités pétrolières et gazières	Réserves prouvées et probables en 2008	Réserves prouvées et probables 2004 – 2008
(participation directe avant redevances)	(en millions de bep)	(en millions de bep)
Solde d'ouverture	2 409	2 092
Ajouts nets		
Gaz naturel nord-américain	1	81
Sables pétrolifères	9	556
International et extracôtier		
Côte Est du Canada	4	121
International	192	365
Production	(153)	(753)
Solde de clôture	2 462	2 462

En 2008, la Société a remplacé 135 %¹ de la production selon la mesure des réserves prouvées et probables. Les ajouts aux réserves prouvées et probables ont totalisé 206 millions de bep, en excluant la production de 153 millions de bep nets en 2008. Par conséquent, les réserves prouvées et probables totales ont augmenté, passant de 2 409 millions de bep à la fin de l'exercice 2007 à 2 462 millions de bep à la fin de l'exercice 2008. L'indice de durée de vie des réserves prouvées et probables était de 16,1¹ à la clôture de l'exercice 2008, comparativement à 15,8¹ à la clôture de l'exercice 2007.

L'objectif global de Petro-Canada est de remplacer les réserves prouvées et probables en continu sur cinq ans. Le taux de remplacement des réserves prouvées et probables de Petro-Canada sur une base consolidée a été de 149 %¹ au cours des cinq derniers exercices.

Des renseignements plus détaillés sur les réserves de Petro-Canada et la base de leur estimation sont présentés dans le rapport de gestion pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008.

AVAL

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net (perte nette)	(457)	81	\$ -	\$ 629
Gain à la vente d'actifs	2	1	4	7
Recouvrement (suppléments) de primes d'assurance	(8)	2	(8)	2
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval ¹	(549)	—	(255)	—
Ajustements d'impôt	—	28	2	34
Bénéfice d'exploitation	98	\$ 50	\$ 257	\$ 586
Flux de trésorerie liés (affectés) aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(294)	\$ 88	\$ 558	\$ 948

1 Le 1^{er} janvier 2008, la Société a adopté le chapitre 3031 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé *Stocks*, et détermine dorénavant 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 la 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 (voir page 3, MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR). Ce retraitement consiste à déterminer le coût des ventes au moyen du 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 quatrième trimestre de 2008, le secteur Aval a enregistré un bénéfice d'exploitation de 98 millions \$, en hausse par rapport à 50 millions \$ au même trimestre de 2007.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation de 3 millions \$ au quatrième trimestre de 2008, en baisse par rapport à un bénéfice d'exploitation de 20 millions \$ au premier trimestre de 2007. Le bénéfice d'exploitation plus bas a reflété quatre principaux éléments discutés par ordre d'incidence. Premièrement, les rendements en produits à la raffinerie d'Edmonton ont été plus bas en raison de l'activité de mise en service progressive des installations du PCR. Deuxièmement, les marges de craquage pour l'essence ont été plus faibles. Troisièmement, les stocks ont fait l'objet d'incidences défavorables en raison du mélange, de la constitution de stocks nets et d'un ajustement de la valeur réalisable nette à notre coentreprise de produits pétrochimiques. Quatrièmement, les coûts d'exploitation ont augmenté par suite de l'activité de maintenance et de réparation, des salaires plus élevés et des coûts des révisions planifiées. Ces quatre éléments principaux ont été contrebalancés en partie par un accroissement des marges de raffinage réalisées pour les lubrifiants, le bitume et le mazout lourd, les incidences positives du change, ainsi que les marges de craquage plus élevées pour les distillats.

Le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation de 95 millions \$ au quatrième trimestre de 2008, considérablement en hausse par rapport à 30 millions \$ au même trimestre de 2007. Au quatrième trimestre de 2008, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges accrues pour les carburants, contrebalancées en partie par les coûts d'exploitation accrus pour la distribution des produits et les commissions.

1 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. Elles sont présentées 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 liées aux 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.

SOCIÉTÉ

Services partagés et éliminations (en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net (perte nette)	(479)	53	\$ (596)	(6) \$
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(442)	10	(606)	208
Recouvrement (charge) lié(e) à la rémunération à base d'actions ¹	15	45	126	(54)
Ajustements d'impôt	(38)	6	(18)	5
Réduction de valeur de stocks de pétrole brut achetés ²	—	—	18	—
Perte d'exploitation	(14)	(8)	\$ (116)	\$ (165)
Flux de trésorerie liés (affectés) aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	3	\$ 71	\$ 135	\$ (188)

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

2 Au troisième trimestre de 2008, le secteur Services partagés et éliminations a enregistré un recouvrement de 26 millions \$ avant impôts (18 millions \$ après impôts) pour la réduction de valeur de stocks de pétrole brut achetés pour le remplissage des canalisations du PCR à Edmonton. Le recouvrement est également lié aux marges futures prévues du secteur Aval provenant du raffinage des stocks de pétrole brut et de la vente des produits pétroliers raffinés et est contrebalancé en partie par les réductions de valeur de 38 millions \$ avant impôts (26 millions \$ après impôts) enregistrée par les Sables pétrolières.

Les Services partagés et éliminations ont enregistré une perte d'exploitation de 14 millions \$ au quatrième trimestre de 2008, comparativement à une perte de 8 millions \$ à la même période en 2007. L'augmentation de la perte d'exploitation s'explique par les intérêts débiteurs accrus et les gains de change plus faibles découlant des transactions en dollars américains durant le quatrième trimestre de 2008, contrebalancés en partie par la réalisation de profits sur les ventes intersectorielles de pétrole brut éliminées antérieurement.

La capacité et la flexibilité financières de la Société demeurent solides malgré les récents bouleversements sur les marchés financiers en raison de la capacité de Petro-Canada de générer des flux de trésorerie, de son accès aux soldes de trésorerie existants et à une importante capacité en termes de facilités de crédit et du fait qu'elle n'a pas de besoins de refinancement à court terme. En 2009, la Société s'attend à couvrir son programme d'immobilisations au moyen des flux de trésorerie et, au besoin, des soldes et des facilités de crédit disponibles. La Société surveillera les marchés de l'énergie et les marchés financiers tout ou long de l'exercice et profitera de la flexibilité que lui procure son programme d'investissement pour ce qui est d'échelonner les projets et d'ajuster les dépenses d'investissement au besoin.

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

Le texte intégral du communiqué sur les résultats de Petro-Canada pour le 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 29 janvier 2009 à 9 h, heure normale de l'Est (HNE). Pour y participer, veuillez composer le 1-866-898-9626 (sans frais en Amérique du Nord), 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 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 janvier 2009 à 9 h, HNE. Les personnes qui sont dans l'impossibilité d'écouter la conférence téléphonique en direct pourront en écouter un enregistrement sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de la conférence en composant le 1-800-408-3053 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-695-5800 (entrer le code d'accès 3278221#).

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 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 donnés en date du 29 janvier 2009 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les met pas à jour publiquement ni ne les révisé. Les renseignements de nature prospective dans ce communiqué sont présentés expressément sous réserve de cette mise en garde.

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

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

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

Le tableau ci-dessous décrit les définitions de l'industrie que Petro-Canada utilise actuellement :

Définitions que Petro-Canada utilise	Référence
Réserves prouvées de pétrole et de gaz 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)
Réserves non prouvées, probables et possibles	SEC Guide 7 for Oil sands Mining 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 Geologists (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 68 % des ressources éventuelles et prospectives totales de Petro-Canada. Le reste des ressources de Petro-Canada est réparti entre les secteurs d'activité et se trouve principalement dans les régions pionnières de l'Amérique du Nord et à l'étranger. De plus, lorsque Petro-Canada fait référence aux ressources de la Société, les ressources éventuelles représentent environ 70 % et les ressources prospectives évaluées en fonction des risques, environ 30 % des ressources totales de la Société.

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

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

- des forages de délimitation additionnels ou l'application d'une nouvelle technologie pour 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 2008.

Pour plus de renseignements :

DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

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

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