

2008

Communiqué



Pour publication immédiate
Le 23 octobre 2008

(also published in English)

L'exécution de la stratégie de Petro-Canada se traduit par un autre solide trimestre

Points saillants

- Des flux de trésorerie robustes, un bilan et des liquidités solides procurent une stabilité financière dans un marché turbulent
- Les activités fiables en amont se traduisent par une production élevée conforme aux indications fournies
- La construction des installations du projet de conversion de raffinerie (PCR) à Edmonton est complétée et la raffinerie s'attend à entreprendre le démarrage des installations au quatrième trimestre de 2008 comme prévu

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation de 1 242 millions \$ (2,56 \$/action) pour le troisième trimestre, en hausse de 97 % par rapport à 630 millions \$ (1,29 \$/action) au troisième trimestre de 2007. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au troisième trimestre de 2008 ont été de 2 116 millions \$ (4,37 \$/action), en hausse de 72 % par rapport à 1 229 millions \$ (2,52 \$/action) au même trimestre l'an dernier.

Le bénéfice net a été de 1 251 millions \$ (2,58 \$/action) au troisième trimestre de 2008, comparativement à 776 millions \$ (1,59 \$/action) au même trimestre de 2007.

« Nos activités se déroulent de façon fiable et génèrent des flux de trésorerie solides pour aider à financer nos projets de croissance », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction.

« Nous avons toujours fait preuve de prudence sur le plan financier, tant au niveau du financement de nos activités que de la façon dont nous évaluons et finançons nos projets de croissance », a ajouté M. Brenneman. « Cette vision prudente à long terme nous positionne favorablement en ces temps d'instabilité économique. »

Résultats du troisième trimestre

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Résultats consolidés				
Bénéfice d'exploitation ¹	1 242 \$	630 \$	3 339 \$	2 015 \$
– en \$/action	2,56	1,29	6,90	4,10
Bénéfice net	1 251	776	3 825	2 211
– en \$/action	2,58	1,59	7,90	4,50
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ²	2 116	1 229	5 947	3 745
– en \$/action	4,37	2,52	12,29	7,62
Dividendes – en \$/action	0,20	0,13	0,46	0,39
Programme de rachat d'actions	–	220	–	735
– en millions d'actions	–	4,0	–	14,0
Dépenses en immobilisations	1 439 \$	992 \$	4 596 \$	2 508 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions d'actions)</i>	484,4	487,6	484,0	491,6
Production totale nette, avant redevances <i>(en milliers de barils équivalent pétrole/)</i> ³	424	436	422	422
Rendement d'exploitation du capital investi <i>(en pourcentage)</i> ⁴				
Amont			39,7	26,0
Aval ⁴			3,1	12,5
Total – Société ⁴			23,5	19,6

1 Pour évaluer le rendement d'exploitation, la Société utilise le bénéfice d'exploitation (qui représente le bénéfice net, excluant les gains ou les pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et à la vente d'actifs, excluant la variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard (s'applique aux exercices 2007 et antérieurs seulement), incluant l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval et excluant les évaluations à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, les ajustements d'impôt, la dépréciation d'actifs et les indemnités et suppléments de prime d'assurance ainsi que la réduction de valeur de stocks de pétrole brut achetés – 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 Les rendements sont calculés selon une moyenne mobile sur 12 mois. En 2008, le rendement d'exploitation du capital investi du secteur Aval et le rendement du capital investi total de la 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 recouverts ou les paiements effectués n'est pas considéré comme pertinent pour l'établissement du budget d'investissement. Le bénéfice d'exploitation représente le bénéfice net 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. 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 30 septembre				Neuf mois terminés les 30 septembre			
	2008	(en \$/action)	2007	(en \$/action)	2008	(en \$/action)	2007	(en \$/action)
Bénéfice net	1 251	\$ 2,58	\$ 776	\$ 1,59	\$ 3 825	\$ 7,90	\$ 2 211	\$ 4,50
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères ¹	(103)		78		(164)		198	
Variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard ²	–		70		–		(18)	
Gain (perte) à la vente d'actifs ³	91		8		(5)		55	
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval	(128)		–		294		–	
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	160		(10)		111		(99)	
Ajustements d'impôt ⁴	(3)		–		253		48	
Charge de dépréciation d'actifs ⁵	–		–		(24)		–	
Indemnités d'assurance déduction faite des suppléments de primes	–		–		29		12	
Réductions de valeur de stocks de pétrole brut achetés ⁶	(8)		–		(8)		–	
Bénéfice d'exploitation	1 242	\$ 2,56	\$ 630	\$ 1,29	\$ 3 339	\$ 6,90	\$ 2 015	\$ 4,10

1 La conversion de devises étrangères reflète les gains ou les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains non associée au secteur International autonome ni aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur Gaz naturel nord-américain.

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

3 Au 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 38 millions \$ avant impôts (25 millions \$ après impôts) pour les neuf mois terminés le 30 septembre 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 cours du deuxième trimestre de 2008, le secteur International a enregistré un recouvrement d'impôts futurs de 230 millions \$ lié à la ratification des contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) en Libye.

5. 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.

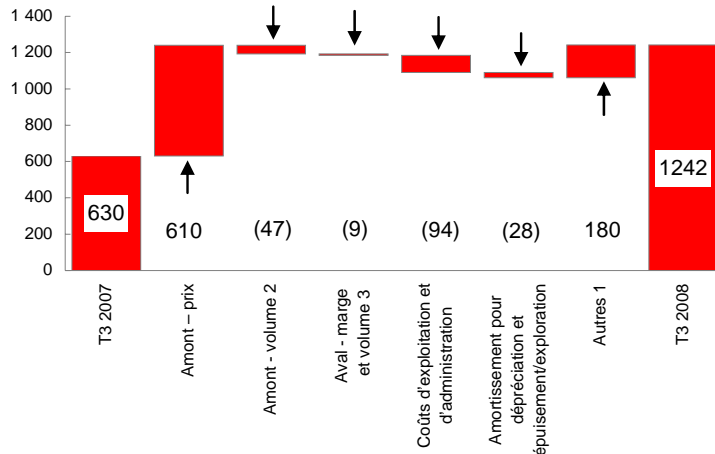
6 Au troisième trimestre de 2008, le secteur Sables pétrolifères a enregistré une charge de 38 millions \$ avant impôts (26 millions \$ après impôts) pour la réduction de valeur de stocks de pétrole brut achetés pour le remplissage des canalisations pour le PCR à Edmonton, contrebalancée en partie par un recouvrement de 26 millions \$ avant impôts (18 millions \$ après impôts) lié aux marges futures prévues du secteur Aval provenant du raffinage de ces 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).

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 3^e TRIMESTRE 2008 COMPARATIVEMENT AU 3^e TRIMESTRE 2007

Bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

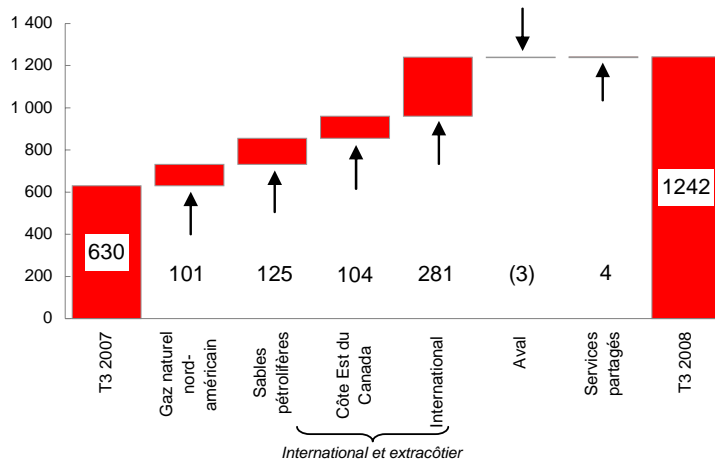


Le bénéfice d'exploitation a augmenté de 97 % pour passer à 1 242 millions \$ (2,56 \$/action) au troisième trimestre de 2008, comparativement à 630 millions \$ (1,29 \$/action) au troisième trimestre de 2007. Le bénéfice d'exploitation plus élevé au troisième trimestre a reflété l'incidence positive des prix réalisés accrus en amont (610 millions \$) et les autres dépenses plus faibles¹ (180 millions \$). Les gains ont été contrebalancés en partie par la production moindre en amont² ((47) millions \$), les marges inférieures dans le secteur Aval³ ((9) millions \$), les coûts d'exploitation et d'administration plus élevés ((94) millions \$) et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés ((28) millions \$).

- 1 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.
- 2 Le facteur « Amont – volume » comprend la portion de l'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.
- 3 Les marges du secteur Aval comprennent l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements.

Bénéfice d'exploitation par segment

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



La hausse du bénéfice d'exploitation sur une base sectorielle au troisième trimestre a reflété le bénéfice d'exploitation plus élevé des secteurs Gaz naturel nord-américain (101 millions \$), Sables pétroliers (125 millions \$), Côte Est du Canada (104 millions \$) et International (281 millions \$) et les coûts plus bas des Services partagés (4 millions \$). Les résultats ont été contrebalancés en partie par le bénéfice d'exploitation légèrement plus faible du secteur Aval ((3) millions \$).

Le bénéfice net au troisième trimestre de 2008 a augmenté de 61 % pour atteindre 1 251 millions \$ (2,58 \$/action), comparativement à 776 millions \$ (1,59 \$/action) durant la même période en 2007. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2008 a été plus élevé qu'au troisième trimestre de 2007 en raison du bénéfice d'exploitation plus élevé, de gains à la vente d'actifs, d'un recouvrement lié à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et d'un gain associé au règlement des contrats dérivés associés à Buzzard au quatrième trimestre de 2007. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 279	\$ 1 340	\$ 5 193	\$ 3 941
Augmentation (diminution) des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	837	(111)	754	(196)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	2 116	\$ 1 229	\$ 5 947	\$ 3 745

Au troisième trimestre de 2008, les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont été de 2 116 millions \$ (4,37 \$/action), en hausse par rapport à 1 229 millions \$ (2,52 \$/action) au même trimestre de 2007. L'augmentation des flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a reflété le bénéfice net plus élevé.

Points saillants des résultats d'exploitation

La production au troisième trimestre s'est chiffrée en moyenne à 424 000 barils équivalent pétrole/jour (bep/j) nets revenant à Petro-Canada en 2008, en baisse de 3 % par rapport à 436 000 bep/j nets au même trimestre de 2007. Les volumes plus faibles ont reflété la production moindre des secteurs Côte Est du Canada et International, contrebalancée en partie par la production accrue du secteur Sables pétroliers. La production du secteur Gaz naturel nord-américain est demeurée relativement inchangée.

Le secteur Aval a complété avec succès à la raffinerie d'Edmonton la construction des installations du PCR. Les solides résultats du segment Commercialisation durant le trimestre ont été contrebalancés en partie par le bénéfice plus faible du segment Raffinage et approvisionnement.

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Amont – résultats consolidés				
Production avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN), nette <i>(en milliers de barils/jour)</i>	306	315	304	300
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection <i>(en millions de pieds cubes/jour)</i>	709	723	709	730
Production totale, nette <i>(en milliers de barils équivalent pétrole/jour)</i> ¹	424	436	422	422
Prix moyens réalisés				
Pétrole brut et LGN <i>(en \$/baril)</i>	114,11	74,32	107,85	69,42
Gaz naturel <i>(en \$/millier de pieds cubes)</i>	8,68	5,28	8,60	6,47
Aval				
Ventes de produits pétroliers <i>(en milliers de mètres cubes/jour)</i>	52,7	53,6	52,2	52,8
Utilisation moyenne des raffineries <i>(en pourcentage)</i>	75	99	90	99
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts <i>(en cents/litre)</i> ²	2,1	2,1	1,1	3,8

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

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

STRATÉGIE D'ENTREPRISE

La stratégie de Petro-Canada est de créer de la valeur pour les actionnaires en réalisant une croissance à long terme rentable et en améliorant la rentabilité des activités de base.

Le programme d'investissement de Petro-Canada appuie la mise en service de sept projets majeurs au cours des prochaines années en vue de réaliser une croissance rentable à long terme. D'ici la fin de 2008, la Société prévoit faire démarrer les installations du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton, ce qui permettra le traitement d'une charge d'alimentation moins coûteuse à base de bitume de sables pétrolifères, et prendre une décision d'investissement définitive au sujet du projet d'exploitation minière et de valorisation Fort Hills. Ces projets devraient considérablement accroître 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 opérations. Durant le reste de 2008, la Société se consacrera à réaliser une production d'amont conforme aux indications fournies.

Perspectives

Mises à jour sur les activités

- L'installation MacKay River a atteint un nouveau record de production, avec un volume moyen de 29 700 barils/j pour le mois de septembre 2008.
- Aucune révision majeure n'est planifiée d'ici la fin de 2008 dans les secteurs Gaz naturel nord-américain, Sables pétrolifères, Côte Est du Canada ou Aval.
- Buzzard devait entreprendre sa révision de maintenance en août 2008 mais, en raison de conditions météorologiques défavorables, cette révision d'une durée prévue de sept à neuf jours, a été reportée au quatrième trimestre de 2008.

Jalons des projets majeurs

- La construction des installations du PCR à Edmonton a été réalisée à la fin du troisième trimestre et la raffinerie s'attend à entreprendre le démarrage des installations au quatrième trimestre de 2008 comme prévu.
- La décision d'investissement au sujet du projet de cokeur à Montréal est en suspens jusqu'à la résolution du conflit de travail.
- L'ingénierie et la fabrication pour la portion North Amethyst du projet de mise en œuvre des extensions de White Rose progresse et le champ devrait pouvoir entrer en production vers la fin de 2009 ou le début de 2010.
- Le projet gazier Ebla en Syrie est maintenant achevé à 35 % et la production de gaz devrait débuter en 2010. L'ingénierie et la fabrication pour le projet continuent de progresser. Un puits d'évaluation a été foré et évalué au troisième trimestre de 2008 et a donné des taux de production plus élevés que prévu. Un deuxième appareil de forage a été mobilisé et des levés sismiques 3D ont été entrepris en août 2008.
- Avec six nouveaux CEPP signés par la National Oil Corporation de Libye, le travail de mise en œuvre des projets se concentre sur la préparation d'un programme de mise en valeur du champ Amal, sur les occasions précoces d'accroissement de la production à saisir et sur le nouveau programme d'exploration à lancer. Trois équipes sismiques étaient déployées à la fin du troisième trimestre de 2008.
- Le projet d'agrandissement de MacKay River se poursuit avec le peaufinage du concept et la réception et l'examen des offres pour les contrats de construction à forfait. La décision d'investissement définitive devrait être prise au premier trimestre de 2009.
- Les coûts d'immobilisation tout compris estimés pour le projet Fort Hills, tel qu'on le conçoit actuellement, devraient augmenter d'environ 50 % par rapport à l'estimation initiale de 18,8 milliards \$ (incluant les coûts des tiers). Les partenaires examinent différentes configurations et options de calendrier d'exécution afin d'en arriver à la meilleure combinaison pour le projet. À court terme, les partenaires envisagent de prendre une décision d'investissement ne touchant que la portion d'exploitation minière du projet et de reporter la décision concernant la construction de l'usine de valorisation, ce qui réduirait considérablement les coûts du projet avant la mise en production. Les partenaires maintiennent leur engagement à mettre la mine en production en 2011. Des décisions réglementaires définitives sur l'usine de valorisation et l'amendement proposé au plan de mine approuvé sont attendues d'ici la fin de 2008. Avec une estimation définitive des coûts, l'approbation réglementaire de l'usine de valorisation et les approbations des partenaires maintenant obtenues, une décision quant à la meilleure façon de procéder est attendue d'ici la fin de 2008.

RÉSULTATS DES SECTEURS D'ACTIVITÉ

AMONT

Gaz naturel nord-américain

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	165	\$ 55	\$ 339	\$ 248
Gain (perte) à la vente d'actifs ¹	9	–	(95)	41
Ajustements d'impôt	–	–	–	1
Charge de dépréciation d'actifs ²	–	–	(24)	–
Bénéfice d'exploitation	156	\$ 55	\$ 458	\$ 206
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	336	\$ 130	\$ 1 004	\$ 547

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 s'inscrit dans la stratégie du secteur d'optimiser les actifs de son portefeuille de façon continue.

2 Au premier trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 35 millions \$ avant impôts (24 millions \$ après impôts) pour les coûts de développement de projet cumulés relativement 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 troisième trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice d'exploitation de 156 millions \$, comparativement à 55 millions \$ au troisième trimestre de 2007. Les prix réalisés accrus et les frais d'exploration moindres ont été contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement naturel plus élevés.

La production du secteur Gaz naturel nord-américain s'est chiffrée en moyenne à 674 millions de pi³ équivalent gaz/jour au troisième trimestre de 2008, relativement inchangée par rapport à 675 millions de pi³ équivalent gaz/j au même trimestre de 2007. La production a reflété la production accrue de gaz naturel dans les Rocheuses américaines et une bonne performance dans l'Ouest du Canada.

Sables pétrolifères

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	209	\$ 110	\$ 498	\$ 187
Gain à la vente d'actifs	–	–	–	1
Ajustements d'impôt	–	–	2	7
Réductions de valeur de stocks de pétrole brut achetés ¹	(26)	–	(26)	–
Bénéfice d'exploitation	235	\$ 110	\$ 522	\$ 179
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	285	\$ 192	\$ 684	\$ 406

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

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré un bénéfice d'exploitation de 235 millions \$ au troisième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 110 millions \$ au troisième trimestre de 2007. Les prix réalisés et les niveaux de production plus élevés ont été contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation accrus.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est chiffrée en moyenne à 66 900 barils/j au troisième trimestre de 2008, en hausse de 5 % par rapport à 63 800 barils/j au troisième trimestre de 2007. La production accrue a reflété principalement la fiabilité et la capacité accrues à MacKay River, contrebalancée en partie par une révision planifiée de 45 jours du cokeur 8-2 à Syncrude qui a été entreprise au début de septembre 2008.

International et extracôtier**Côte Est du Canada**

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net ¹	397	\$ 293	\$ 1 157	\$ 883
Indemnités d'assurance liées à Terra Nova	–	–	29	7
Ajustements d'impôt	–	–	2	5
Bénéfice d'exploitation	397	\$ 293	\$ 1 126	\$ 871
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	501	\$ 387	\$ 1 431	\$ 1 164

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont augmenté (diminué) le bénéfice net de 3 millions \$ avant impôts (2 millions \$ après impôts) et de (60) millions \$ avant impôts ((41) millions \$ après impôts) pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, respectivement. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 23 millions \$ avant impôts (15 millions \$ après impôts) et de 48 millions \$ avant impôts (32 millions \$ après impôts) pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, respectivement.

Au troisième trimestre de 2008, le secteur Côte Est du Canada a enregistré un bénéfice d'exploitation de 397 millions \$, en hausse par rapport à 293 millions \$ au troisième trimestre de 2007. Les prix réalisés accrus et les frais d'exploration moins importants ont été contrebalancés en partie par la production moindre et les paiements de redevances plus élevés.

La production du secteur Côte Est du Canada s'est chiffrée en moyenne à 90 600 barils/j au troisième trimestre de 2008, en baisse de 11 % par rapport à 102 100 barils/j à la même période en 2007. La production de Terra Nova a été plus faible en raison de la révision générale planifiée d'un groupe électrogène principal, de réparations apportées à des joints dans une colonne d'ascension par poussée de gaz et de l'épuisement naturel du champ. La production à White Rose a été plus faible en raison de l'incidence d'un arrêt imprévu en septembre 2008 à la suite d'un problème touchant le déchargement dans les pétroliers-navettes. Ces réductions ont été contrebalancées en partie par la production légèrement plus élevée à Hibernia en raison de l'incidence positive de récents reconditionnements de puits et d'une fiabilité élevée, ce qui a contrebalancé l'épuisement naturel du champ.

International

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net ¹	483	\$ 200	\$ 1 491	\$ 404
Variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard ²	–	70	–	(18)
Gain à la vente d'actifs ³	82	7	88	7
Indemnités d'assurance liées à Scott	–	–	–	5
Ajustements d'impôt ⁴	(3)	–	227	30
Bénéfice d'exploitation	404	\$ 123	\$ 1 176	\$ 380
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	653	\$ 388	\$ 1 844	\$ 1 027

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté le bénéfice net de 12 millions \$ avant impôts (7 millions \$ après impôts) et de 88 millions \$ avant impôts (18 millions \$ après impôts) pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, respectivement. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 58 millions \$ avant impôts (13 millions \$ après impôts) et de 28 millions \$ avant impôts (6 millions \$ après impôts) pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, 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^{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).

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 404 millions \$ au troisième trimestre de 2008, en hausse par rapport au bénéfice de 123 millions \$ enregistré au troisième trimestre de 2007. Les prix réalisés plus élevés, les gains à la conversion en devises étrangères et les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus faibles ont été contrebalancés en partie par les volumes de production moins importants et les frais d'exploration accrus. La hausse des frais d'exploration est attribuable à des radiations de puits forés à Trinité-et-Tobago et en Norvège.

Le bénéfice net au troisième trimestre de 2007 a inclus un gain non réalisé de 70 millions \$ et une perte réalisée de 87 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard.

La production du secteur International s'est chiffrée en moyenne à 154 100 bep/j au troisième trimestre de 2008, en baisse de 2 % par rapport à 157 200 bep/j au troisième trimestre de 2007. La production inférieure a reflété principalement l'épuisement naturel de plusieurs éléments d'actif en mer du Nord et une révision planifiée de l'installation Triton en août. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la production accrue à Buzzard en raison du solide rendement d'exploitation et du report, en raison des conditions météorologiques, d'une révision prévue de sept à neuf jours qui devait avoir lieu au mois d'août.

Mise à jour sur les activités d'exploration

Durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, Petro-Canada et ses partenaires ont mené à terme les opérations portant sur 14 d'au plus 17 puits planifiés durant l'exercice. Trois des puits ont été complétés en tant que découvertes de gaz naturel (Gubik-3 dans les avant-monts de l'Alaska, 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). Deux puits d'évaluation fructueux ont été complétés (Cassra-2 dans le bloc 22 au large de Trinité-et-Tobago et Farigh 14-12 en Libye). Deux puits ont été complétés en tant que découvertes non commerciales (Maria dans le secteur britannique de la mer du Nord et 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. Cinq puits étaient secs et ont été abandonnés (Kwijika dans les Territoires du Nord-Ouest, Gemini dans le secteur britannique de la mer du Nord, 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).

AVAL

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net (perte nette)	(27)	\$ 105	\$ 457	\$ 548
Gain à la vente d'actifs	-	1	2	6
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval ¹	(128)	-	294	-
Ajustements d'impôt	-	-	2	6
Bénéfice d'exploitation	101	\$ 104	\$ 159	\$ 536
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	111	\$ 187	\$ 852	\$ 860

1 Le 1^{er} janvier 2008, la Société a adopté le chapitre 3031 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (Manuel de l'ICCA)*, intitulé *Stocks*, et détermine 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 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 (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 troisième trimestre de 2008, le secteur Aval a enregistré un bénéfice d'exploitation de 101 millions \$, légèrement en baisse par rapport à 104 millions \$ au même trimestre de 2007.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation de 49 millions \$ au troisième trimestre de 2008, en baisse par rapport à un bénéfice d'exploitation de 58 millions \$ au même trimestre de 2007. Le bénéfice d'exploitation a reflété quatre éléments clés mentionnés par ordre d'incidence. Premièrement, les rendements en produits des raffineries à Edmonton ont été plus faibles en raison de perturbations opérationnelles et de l'activité de révision planifiée pour le PCR à Edmonton. Deuxièmement, les coûts d'exploitation ont augmenté en raison de l'activité de maintenance et de réparation, des révisions planifiées et des coûts environnementaux associés à la taxe verte au Québec. Troisièmement, les coûts des combustibles ont été plus élevés. Quatrièmement, les marges de craquage pour l'essence ont été plus faibles. Ces quatre principaux éléments ont été contrebalancés en partie par un accroissement des marges de raffinage réalisées pour les bitumes, les lubrifiants, les produits pétrochimiques et les huiles légères, ainsi que par les marges de craquage plus élevées pour les distillats.

Le segment de la Commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation de 52 millions \$ au troisième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 46 millions \$ au même trimestre de 2007. Au troisième trimestre de 2008, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges accrues sur les carburants, une hausse des ventes de lubrifiants et des revenus non pétroliers plus importants, contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation accrus en raison des coûts accrus du carburant associés à la livraison et aux frais sur les cartes.

SOCIÉTÉ

Services partagés et éliminations (en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net (perte nette)	24	\$ 13	\$ (117)	\$ (59)
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(103)	78	(164)	198
Recouvrement (charge) lié(e) à la rémunération à base d'actions ¹	160	(10)	111	(99)
Ajustements d'impôt	–	–	20	(1)
Réductions de valeur de stocks de pétrole brut achetés ²	18	–	18	–
Bénéfice d'exploitation	(51)	\$ (55)	\$ (102)	\$ (157)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	230	\$ (55)	\$ 132	\$ (259)

1 Reflète 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 51 millions \$ au troisième trimestre de 2008, comparativement à une perte de 55 millions \$ à la même période en 2007. La diminution de la perte d'exploitation est attribuable à des gains de change à la conversion en dollars américains durant le troisième trimestre de 2008, contrebalancés en partie par des intérêts débiteurs plus élevés.

La capacité et la flexibilité financières de la Société n'ont pas été touchées de façon significative par les récents bouleversements sur les marchés financiers en raison de la capacité de la Société de continuer de générer des flux de trésorerie solides, de ses soldes de trésorerie existants, ses importantes facilités de crédit et du fait qu'elle n'a pas de besoins de refinancement à court terme. En 2009 et par la suite, il est probable que des dépenses liées aux grands projets futurs entraînent un dépassement des dépenses en immobilisations annuelles par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. La Société prévoit que le financement additionnel sera couvert par un financement externe et que le levier financier additionnel sera géré en vertu de la stratégie de gestion des investissements de la Société.

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 troisième 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 23 octobre 2008 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). Pour y participer, veuillez composer le 1-866-898-9626 (sans frais en Amérique du Nord), le 00-800-8989-6323 (sans frais à l'étranger) ou le 416-340-2216 à 8 h 55, HAE. Les représentants des médias sont invités à écouter la conférence téléphonique en composant le 1-866-540-8136 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-340-8010 et ils auront l'occasion de poser des questions à la fin de la conférence. La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Web de Petro-Canada <http://www.petro-canada.ca/en/investors/845.aspx> le 23 octobre 2008 à 9 h, HAE. Les personnes qui sont dans l'impossibilité d'écouter la conférence téléphonique en direct pourront en écouter un enregistrement environ une heure après la fin de la conférence en composant le 1-800-408-3053 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-695-5800 (entrer le code d'accès 3269226#). 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 de presse contient des renseignements de nature prospective. De tels renseignements se reconnaissent généralement aux termes utilisés, par exemple, « planifier », « anticiper », « prévoir », « croire », « viser », « avoir l'intention de », « s'attendre à », « estimer », « budgéter », ou d'autres expressions similaires qui suggèrent des résultats futurs ou font référence à des perspectives. Voici des exemples de référence à des renseignements de nature prospective :

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

De tels renseignements de nature prospective sont soumis à des risques connus et inconnus et à des incertitudes. D'autres facteurs pourraient faire en sorte que les résultats, réalisations et niveaux d'activité réels diffèrent de façon importante de ceux qui sont exprimés ou suggérés par de tels renseignements. De tels facteurs comprennent, sans s'y limiter :

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

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

Nous prévenons les lecteurs que la liste de facteurs importants ci-dessus ayant une incidence sur les renseignements de nature prospective n'est pas exhaustive. De plus, les renseignements de nature prospective contenus dans ce communiqué de presse sont donnés en date du 23 octobre 2008 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 de presse 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 de presse. 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 de presse 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 de presse, 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 Oilsands 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 de presse. Le secteur Sables pétrolifères au Canada représente environ 71 % des ressources éventuelles et prospectives totales de Petro-Canada. Le reste des ressources de Petro-Canada est réparti entre les secteurs d'activité et se trouve principalement dans les régions pionnières de l'Amérique du Nord et à l'étranger. De plus, lorsque Petro-Canada fait référence aux ressources de la Société, les ressources éventuelles représentent environ 53 % et les ressources prospectives évaluées en fonction des risques, environ 47 % des ressources totales de la Société.

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

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

- des forages de délimitation additionnels ou l'application d'une nouvelle technologie pour l'exploitation par procédé minier, *in situ* et classique des ressources éventuelles et des ressources prospectives évaluées en fonction des risques avant la sanction du projet et les approbations réglementaires;
- des activités d'exploration fructueuses en ce qui a trait aux ressources prospectives classiques évaluées en fonction des risques avant la sanction du projet et les approbations réglementaires.

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

Pour plus de renseignements :

DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

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

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

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

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