

2008

Communiqué



Pour publication immédiate
Le 24 juillet 2008

(also published in English)

La fiabilité des activités favorise de solides résultats au deuxième trimestre

Points saillants

- Une solide production conforme aux indications fournies contribue à des révisions réussies et des activités fiables
- Les contrats définitifs ont été signés en Libye, ce qui ajoute des réserves et prolonge de 30 ans la durée prévue
- Le projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton est achevé à 92 % et progresse comme prévu en vue d'un démarrage des installations au quatrième trimestre de 2008
- Hausse de 54 % du dividende trimestriel annoncée le 23 juillet 2008, qui sera versé à compter du 1^{er} octobre 2008

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation de 1 151 millions \$ (2,38 \$/action) pour le deuxième trimestre, en hausse de 43 % comparativement à 805 millions \$ (1,63 \$/action) au deuxième trimestre de 2007. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au deuxième trimestre de 2008 ont été de 1 979 millions \$ (4,09 \$/action), en hausse de 47 % par rapport à 1 350 millions \$ (2,74 \$/action) au même trimestre de l'exercice précédent.

Le bénéfice net a été de 1 498 millions \$ (3,10 \$/action) au deuxième trimestre de 2008, comparativement à 845 millions \$ (1,71 \$/action) au même trimestre de 2007.

« Nous avons connu un autre solide trimestre, tant sur le plan opérationnel que financier », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction. « Durant le deuxième semestre de l'exercice, nous continuerons d'exécuter nos priorités – dégager de la valeur aujourd'hui et réaliser les avantages de notre stratégie à long terme. »

Résultats du deuxième trimestre

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les	
	2008	2007	2008	2007
Résultats consolidés				
Bénéfice d'exploitation ¹	1 151	\$ 805	\$ 2 097	\$ 1 385
– en \$/action	2,38	1,63	4,33	2,80
Bénéfice net	1 498	845	2 574	1 435
– en \$/action	3,10	1,71	5,32	2,90
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ²	1 979	1 350	3 831	2 516
– en \$/action	4,09	2,74	7,92	5,08
Dividendes – en \$/action	0,13	0,13	0,26	0,26
Programme de rachat d'actions	–	428	–	515
– en millions d'actions	–	8,0	–	10,0
Dépenses en immobilisations	2 141	\$ 783	\$ 3 157	\$ 1 516
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions d'actions)</i>	483,8	493,1	483,8	495,1
Production totale nette, avant redevances <i>(en milliers de bep/j)</i> ³	414	425	421	415
Rendement d'exploitation du capital investi <i>(en pourcentage)</i> ⁴				
Amont			35,1	24,3
Aval ⁴			3,3	14,9
Total – Société ⁴			20,6	19,7

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, l'ajustement lié à la ratification des contrats d'accord d'exploration et de partage de la production (CPEP) en Libye, les ajustements d'impôt, la dépréciation d'actifs et les indemnités d'assurance – voir en page 3, MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR).
2. Liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement (voir en page 3, MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR).
3. 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 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 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, l'ajustement lié à la ratification des CPEP en Libye, les ajustements d'impôt, la charge de dépréciation d'actifs, ainsi que les indemnités et les suppléments de primes d'assurance. La Société utilise le bénéfice d'exploitation pour évaluer le rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et le bénéfice d'exploitation n'ont pas de sens normalisé prescrit par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et, par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Le rapprochement des flux de trésorerie et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement avec la mesure correspondante conforme aux PCGR est exposé dans le tableau à la page 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 juin				Semestres terminés les 30 juin			
	2008	(en \$/action)	2007	(en \$/action)	2008	(en \$/action)	2007	(en \$/action)
Bénéfice net	1 498	\$ 3,10	845	\$ 1,71	2 574	\$ 5,32	1 435	\$ 2,90
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères ¹	(13)		104		(61)		120	
Variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard ²	–		(28)		–		(88)	
Gain (perte) à la vente d'actifs ³	(99)		6		(96)		47	
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval	299		–		422		–	
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	(117)		(97)		(49)		(89)	
Ajustement lié à la ratification des CPEP en Libye ⁴	47		–		–		–	
Ajustements d'impôt ⁵	230		48		256		48	
Charge de dépréciation d'actifs ⁶	–		–		(24)		–	
Indemnités d'assurance déduction faite des suppléments de primes	–		7		29		12	
Bénéfice d'exploitation	1 151	\$ 2,38	805	\$ 1,63	2 097	\$ 4,33	1 385	\$ 2,80

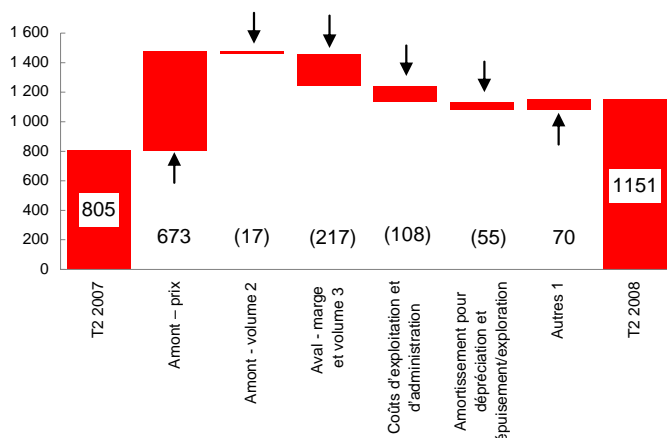
- 1 La conversion de devises étrangères reflète les gains ou les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains non associée au secteur International autonome ni aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur Gaz naturel nord-américain.
- 2 Durant le quatrième 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 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'aligne sur la stratégie du secteur d'optimiser les actifs de son portefeuille de façon continue.
- 4 Le 19 juin 2008, la Société a signé six nouveaux CPEP avec la National Oil Corporation (NOC) de Libye afin de remplacer les accords de concession existants et un CPEP. Les nouveaux CPEP ont été ratifiés en date de la signature, et prennent effet le 1^{er} janvier 2008. Le bénéfice net pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 incluait un ajustement de 47 millions \$ après impôts pour constater le bénéfice additionnel sur les nouveaux CPEP durant la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2008, qui ne pouvait être comptabilisé avant la ratification le 19 juin 2008. Le bénéfice net et le bénéfice d'exploitation pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 n'incluent pas la charge d'amortissement ni les intérêts débiteurs sur la prime de signature de 1 milliard \$ US qui ne pouvaient être comptabilisés avant la ratification des contrats. La Société estime la charge d'amortissement et les intérêts débiteurs sur la prime de signature à environ 7 millions \$ par mois à partir du 1^{er} juillet 2008.
- 5 Au cours du deuxième trimestre de 2008, le secteur International a enregistré un recouvrement d'impôts futur de 230 millions \$ lié à la ratification des CPEP en Libye.
- 6 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.

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 2^E TRIMESTRE 2008 COMPARATIVEMENT AU 2^E TRIMESTRE 2007

Bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

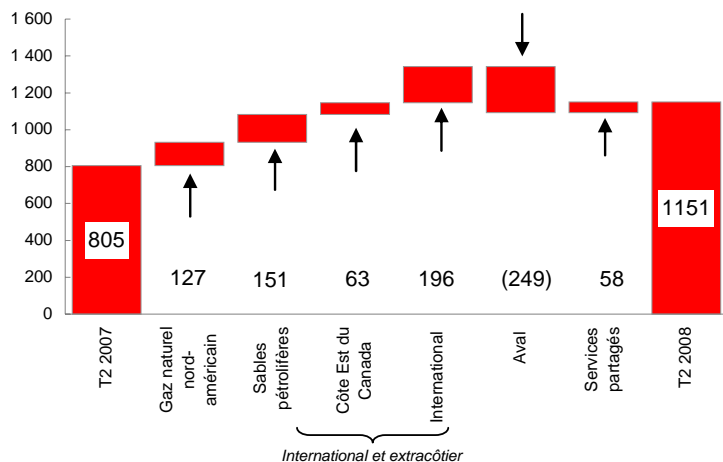


Le bénéfice d'exploitation a augmenté de 43 % pour atteindre 1 151 millions \$ (2,38 \$/action) au deuxième trimestre de 2008, comparativement à 805 millions \$ (1,63 \$/action) au deuxième trimestre de 2007. La hausse du bénéfice d'exploitation au deuxième trimestre a reflété l'incidence positive des prix accrus des marchandises en amont (673 millions \$) et les autres dépenses plus basses¹ (70 millions \$). Les gains ont été contrebalancés en partie par la production² d'amont plus faible ((17) millions \$), les marges³ moindres dans le secteur Aval ((217) millions \$), les coûts d'exploitation et d'administration plus importants ((108) millions \$) et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés ((55) 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 secteur

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



L'augmentation du bénéfice d'exploitation sur une base sectorielle au deuxième trimestre a reflété le bénéfice d'exploitation accru des secteurs Gaz naturel nord-américain (127 millions \$), Sables pétroliers (151 millions \$), Côte Est du Canada (63 millions \$) et International (196 millions \$) et les coûts plus bas des Services partagés (58 millions \$). Les résultats ont été contrebalancés en partie par le bénéfice d'exploitation plus faible ((249) millions \$) du secteur Aval.

Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2008 a été de 1 498 millions \$ (3,10 \$/action), comparativement à 845 millions \$ (1,71 \$/action) durant la même période en 2007. Le bénéfice net accru au deuxième trimestre de 2008 comparativement à la même période de 2007 tient aux facteurs suivants : le bénéfice d'exploitation accru, un recouvrement d'impôts futurs lié à la ratification des CPEP en Libye, l'incidence positive sur les marges réalisées du secteur Aval des coûts croissants des charges d'alimentation de pétrole brut tandis que l'on utilise une méthode PEPS pour comptabiliser les stocks et le gain associé au règlement des contrats dérivés associés à Buzzard au quatrième trimestre de 2007. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et les pertes à la vente d'actifs.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 479	\$ 1 435	\$ 3 914	\$ 2 601
Diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(500)	(85)	(83)	(85)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	1 979	\$ 1 350	\$ 3 831	\$ 2 516

Pour le deuxième 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 1 979 millions \$ (4,09 \$/action), en hausse par rapport à 1 350 millions \$ (2,74 \$/action) au même trimestre de 2007. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a reflété le bénéfice net accru.

Perspectives relatives à la production nette consolidée et aux dépenses en immobilisations en 2008

La Société met à jour ses perspectives annuelles en matière de production et de dépenses en immobilisations et frais d'exploration au milieu de l'exercice. La production tirée des activités poursuivies en amont pour l'exercice complet devrait se situer dans une fourchette de 400 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) à 420 000 bep/j en 2008, soit un peu plus que les perspectives de 390 000 bep/j à 420 000 bep/j fournies antérieurement. Le programme de dépenses en immobilisations et de frais d'exploration pour 2008 devrait atteindre 6 155 millions \$, en hausse de 870 millions \$ par rapport au montant antérieurement prévu de 5 285 millions \$. L'augmentation reflète principalement les coûts accrus pour le programme de conversion de la raffinerie d'Edmonton dans le secteur Aval et la comptabilisation de la pleine incidence de la prime de signature de 1 milliard \$ US liée à la ratification des CPEP en Libye dans le secteur International. Environ la moitié de la prime de signature a été payée en juillet 2008; le solde sera versé entre 2009 et 2013. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les dépenses en immobilisations plus faibles du secteur Amont.

Points saillants des résultats d'exploitation

La production au deuxième trimestre s'est chiffrée en moyenne à 414 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada en 2008, en baisse de 3 % par rapport à 425 000 bep/j nets au même trimestre de 2007. Les volumes plus faibles ont reflété la production moindre des secteurs Gaz naturel nord-américain et Côte Est du Canada, contrebalancée en partie par la production accrue des secteurs Sables pétrolifères et International.

Le secteur Aval a connu des activités fiables tout en composant avec une conjoncture moins favorable au deuxième trimestre de 2008.

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	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>	296	304	303	292
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection <i>(en millions de pieds cubes/jour)</i>	705	721	709	734
Production totale, nette <i>(en milliers de barils équivalent pétrole/jour)</i> ¹	414	425	421	415
Prix moyens réalisés				
Pétrole brut et LGN <i>(en \$/baril)</i>	117,22	70,14	104,67	66,73
Gaz naturel <i>(en \$/millier de pieds cubes)</i>	9,55	6,79	8,56	7,06
Aval				
Ventes de produits pétroliers <i>(en milliers de mètres cubes/jour)</i>	51,8	51,7	52,0	52,4
Utilisation moyenne des raffineries <i>(en pourcentage)</i>	96	102	99	99
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts <i>(en cents/litre)</i> ²	–	5,3	0,6	4,6

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 mener à terme le projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton en vue d'y traiter une charge d'alimentation moins coûteuse à base de bitume de sables pétrolifères ainsi qu'entreprendre le démarrage, et prendre les décisions d'investissement définitives au sujet du projet d'exploitation minière et de valorisation Fort Hills et du projet de cokeur à Montréal. Ces projets devraient accroître de façon importante le bénéfice et les flux de trésorerie.

Petro-Canada travaille continuellement à renforcer ses activités de base en améliorant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de ses activités. 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

- Le secteur Aval devrait entreprendre sa révision planifiée de deux mois en août pour le raccordement du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton et la réalisation de travaux de maintenance portant sur d'autres unités de cette raffinerie.
- Syncrude devrait entreprendre sa révision planifiée de 45 jours du cokeur 8-2 au troisième trimestre de 2008.
- Buzzard devrait entreprendre ses deux révisions planifiées d'une durée totale de neuf jours au troisième trimestre de 2008.

Jalons des projets majeurs

- La construction pour le projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton était achevée à 92 % à la fin du deuxième trimestre et progressait tel que prévu en vue d'un démarrage des installations au quatrième trimestre de 2008. L'estimation des coûts en capital a été révisée de 2,2 milliards \$ à 2,5 milliards \$ de façon à refléter les travaux additionnels et la reprise de travaux combinés à une productivité de la main-d'œuvre plus faible.
- La décision d'investissement dans un cokeur à la raffinerie de Montréal est reportée jusqu'à un règlement du conflit de travail.
- La portion North Amethyst des extensions de White Rose a obtenu l'approbation réglementaire et gouvernementale en avril 2008. Le projet a progressé avec l'achèvement des études d'ingénierie et de conception préliminaires pour la portion North Amethyst et le début de la conception détaillée.
- Le projet de mise en valeur de gaz Ebla en Syrie se poursuit avec la mobilisation complète de l'équipe d'ingénierie-approvisionnement-construction (IAC). Les contrats pour le matériel à long délai d'approvisionnement sont en train d'être octroyés et les travaux d'ingénierie détaillée ont été entrepris. La production de gaz devrait débiter en 2010.
- La Société a signé six nouveaux CPEP avec la NOC de Libye au deuxième trimestre de 2008; les conditions commerciales, y compris la prime de signature, sont identiques à celles que prévoyaient les protocoles d'accord signés au quatrième trimestre de 2007.
- Le projet d'agrandissement de MacKay River a obtenu l'approbation réglementaire au premier trimestre de 2008. Le projet se poursuit avec le peaufinage du concept et les études d'ingénierie et de conception préliminaires devraient s'achever au premier trimestre de 2009.
- Les études d'ingénierie et de conception préliminaires pour le projet Fort Hills progressent tel que prévu et devraient s'achever au troisième trimestre de 2008. L'audience réglementaire au sujet de l'usine de valorisation a pris fin au début de juillet et on prévoit obtenir une décision réglementaire au quatrième trimestre de 2008. Une décision sur l'amendement au plan de mine approuvé est prévue au troisième trimestre de 2008. La décision d'investissement définitive devrait être prise au quatrième trimestre de 2008.

RÉSULTATS DES SECTEURS D'ACTIVITÉ

AMONT

Gaz naturel nord-américain

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	100	\$ 81	\$ 174	\$ 193
Gain (perte) à la vente d'actifs ¹	(106)	1	(104)	41
Ajustements d'impôt	–	1	–	1
Charge de dépréciation d'actifs ²	–	–	(24)	–
Bénéfice d'exploitation	206	\$ 79	\$ 302	\$ 151
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	404	\$ 220	\$ 668	\$ 417

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'aligne sur 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 deuxième trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice d'exploitation de 206 millions \$, comparativement à 79 millions \$ au deuxième trimestre de 2007. Les prix réalisés accrus et les frais d'exploration plus bas ont été contrebalancés en partie par les volumes moindres, de même que les frais d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés.

Le bénéfice net de 100 millions \$ au deuxième trimestre de 2008 a inclus une perte nette à la vente d'actifs de 106 millions \$. Le principal facteur y ayant contribué est la vente de ses actifs de Minehead dans l'Ouest du Canada, qui s'est soldée par une perte de 153 millions \$ avant impôts (112 millions \$ après impôts).

La production du secteur Gaz naturel nord-américain s'est chiffrée en moyenne à 660 millions de pieds cubes par jour (pi³/j) équivalent gaz naturel au deuxième trimestre de 2008, en baisse de 2 % comparativement à 675 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j au même trimestre de 2007. La production plus faible a reflété les baisses prévues liées à l'épuisement naturel des champs et aux arrêts planifiés dans l'Ouest du Canada, contrebalancés en grande partie par la production de gaz naturel accrue dans les Rocheuses américaines.

Sables pétrolifères

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net ¹	177	\$ 34	\$ 289	\$ 77
Gain à la vente d'actifs	–	1	–	1
Ajustements d'impôt	–	7	2	7
Bénéfice d'exploitation	177	\$ 26	\$ 287	\$ 69
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	231	\$ 99	\$ 399	\$ 214

1 Les mouvements des stocks de bitume du secteur Sables pétrolifères ont fait augmenter le bénéfice net de 18 millions \$ avant impôts (12 millions \$ après impôts) et de 21 millions \$ avant impôts (14 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement. Le même facteur avait accru le bénéfice net de 1 million \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 4 millions \$ avant impôts (3 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré un bénéfice d'exploitation de 177 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, en hausse par rapport à 26 millions \$ au deuxième trimestre de 2007. Les prix réalisés et la production plus élevés, de même que les frais d'exploration et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus bas, ont été contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation accrus.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est chiffrée en moyenne à 53 900 barils/j au deuxième trimestre de 2008, en hausse de 3 % comparativement à 52 400 barils/j au deuxième trimestre de 2007. La production accrue a reflété principalement la fiabilité améliorée à MacKay River. Ce facteur a été contrebalancé en partie par l'activité de maintenance préventive planifiée à MacKay River, une révision planifiée de 45 jours du cokeur 8-1 à Syncrude et des problèmes de fiabilité ayant touché les unités de production de soufre à Syncrude. La production au deuxième trimestre de 2007 avait été réduite en raison d'une révision du cokeur 8-3 à Syncrude.

International et extracôtier

Côte Est du Canada

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net ¹	385	\$ 334	\$ 760	\$ 590
Indemnités d'assurance liées à Terra Nova	–	7	29	7
Ajustements d'impôt	–	5	2	5
Bénéfice d'exploitation	385	\$ 322	\$ 729	\$ 578
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	464	\$ 420	\$ 930	\$ 777

1. Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont diminué le bénéfice net de 57 millions \$ avant impôts (39 millions \$ après impôts) et de 63 millions \$ avant impôts (43 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 2 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 25 millions \$ avant impôts (17 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, respectivement.

Au deuxième trimestre de 2008, le secteur Côte Est du Canada a enregistré un bénéfice d'exploitation de 385 millions \$, en hausse par rapport à 322 millions \$ au deuxième trimestre de 2007. Les prix réalisés accrus et les coûts d'exploitation, la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus bas ont été contrebalancés en partie par la production plus faible et les paiements de redevances accrus.

Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2007 a inclus des indemnités d'assurance de 7 millions \$ liées à Terra Nova et un recouvrement d'impôts futurs de 5 millions \$.

La production du secteur Côte Est du Canada s'est chiffrée en moyenne à 90 400 barils/j au deuxième trimestre de 2008, en baisse de 17 % comparativement à 108 400 barils/j à la même période de 2007. La production à Terra Nova a reculé en raison d'une révision d'une durée de 16 jours planifiée pour juillet mais qui a été réalisée en juin. La révision s'est achevée deux jours plus tôt que prévu et les prévisions budgétaires ont été respectées. La production à Hibernia a diminué en raison de l'épuisement naturel prévu du gisement, contrebalancé par l'incidence positive de récents reconditionnements de puits et d'une fiabilité élevée. Les volumes de White Rose ont été plus faibles en raison de l'incidence d'arrêts non planifiés consécutifs à l'état des glaces au deuxième trimestre de 2008.

International

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net ¹	672	\$ 195	\$ 1 008	\$ 204
Variation de la juste valeur des contrats dérivés associés à Buzzard ²	–	(28)	–	(88)
Ajustement lié à la ratification des CPEP en Libye ³	47	–	–	–
Gain à la vente d'actifs	6	–	6	–
Indemnités d'assurance liées à Scott	–	–	–	5
Ajustements d'impôt ⁴	230	30	230	30
Bénéfice d'exploitation	389	\$ 193	\$ 772	\$ 25
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	635	\$ 417	\$ 1 191	\$ 639

- 1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont augmenté (diminué) le bénéfice net de 42 millions \$ avant impôts ((14) millions \$ après impôts) et de 76 millions \$ avant impôts (11 millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement. Le même facteur avait augmenté (diminué) le bénéfice net de 15 millions \$ avant impôts (21 millions \$ après impôts) et de (30) millions \$ avant impôts ((7) millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 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 Le 19 juin 2008, la Société a signé six nouveaux CPEP avec la NOC de Libye afin de remplacer les accords de concession existants et un CPEP. Les nouveaux CPEP ont été ratifiés en date de la signature, et prennent effet le 1^{er} janvier 2008. Le bénéfice net pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 incluait un ajustement de 47 millions \$ après impôts pour constater le bénéfice additionnel sur les nouveaux CPEP durant la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2008, qui ne pouvait être comptabilisé avant la ratification le 19 juin 2008. Le bénéfice net et le bénéfice d'exploitation pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 n'incluent pas la charge d'amortissement ni les intérêts débiteurs sur la prime de signature de 1 milliard \$ US, qui ne pouvaient être comptabilisés avant la ratification des contrats. La Société estime la charge d'amortissement et les intérêts débiteurs sur la prime de signature à environ 7 millions \$ par mois à partir du 1^{er} juillet 2008.
- 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 CPEP en Libye.

Le secteur International a enregistré un bénéfice d'exploitation de 389 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, en hausse par rapport au bénéfice de 193 millions \$ enregistré au deuxième trimestre de 2007. Les prix réalisés plus élevés, les volumes de production accrus, l'ajustement lié à la ratification des CPEP en Libye et les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus faibles ont été contrebalancés en partie par les frais d'exploration accrus. Les frais d'exploration accrus sont dus à des puits radiés aux Pays-Bas, en Syrie et à Trinité-et-Tobago. Les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus bas avaient trait principalement à l'ajustement lié à la ratification des CPEP en Libye, contrebalancé en partie par la production accrue provenant de la mer du Nord.

Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2008 a inclus un recouvrement d'impôts futurs de 230 millions \$ lié à la ratification des CPEP en Libye, l'ajustement de 47 millions \$ lié à la ratification des CPEP en Libye et un gain à la vente d'actifs parvenus à maturité aux Pays-Bas de 6 millions \$. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2007 a inclus un recouvrement d'impôts futurs de 30 millions \$ et une perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard de 28 millions \$.

La production du secteur International s'est chiffrée en moyenne à 159 500 bep/j au deuxième trimestre de 2008, en hausse de 5 % comparativement à 151 200 bep/j au deuxième trimestre de 2007. La production accrue a surtout reflété l'augmentation de la production à Buzzard, contrebalancée en partie par les baisses liées à l'épuisement naturel prévu d'autres champs en mer du Nord.

Mise à jour sur les activités d'exploration

Au premier semestre de 2008, Petro-Canada et ses partenaires ont achevé les opérations portant sur 10 des 17 puits prévus 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 d'évaluation au large de Trinité-et-Tobago (Cassra-2) a confirmé des ressources éventuelles de l'ordre de 0,6 billion de pi³ à 1,3 billion de pi³ provenant de la découverte Cassra-1 antérieure. 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 prévu, en vue d'une réentrée la saison prochaine. Trois puits étaient secs et ont été abandonnés (Kwijika dans les Territoires du Nord-Ouest, Gemini dans le secteur britannique de la mer du Nord et Tegu dans le bloc 1a au large de Trinité-et-Tobago).

AVAL

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	300	\$ 259	\$ 484	\$ 443
Gain à la vente d'actifs	1	4	2	5
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval ¹	299	–	422	–
Ajustements d'impôt	–	6	2	6
Bénéfice d'exploitation	–	\$ 249	\$ 58	\$ 432
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	433	\$ 391	\$ 741	\$ 673

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 deuxième trimestre de 2008, le secteur Aval a enregistré un bénéfice d'exploitation de néant \$, considérablement en baisse par rapport à 249 millions \$ au même trimestre de 2007, ce qui a reflété la conjoncture moins favorable.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré une perte d'exploitation de 16 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, soit un résultat considérablement inférieur au bénéfice d'exploitation de 217 millions \$ au même trimestre de 2007. Les résultats ont reflété quatre éléments clés présentés ci-après par ordre d'importance. Premièrement, les résultats du segment Raffinage et approvisionnement ont d'abord été touchés par des marges de craquage plus faibles pour l'essence. Deuxièmement, les résultats ont été touchés par une diminution des marges réalisées sur les bitumes et le mazout lourd, les huiles légères, les lubrifiants, les gaz de pétrole liquéfiés et les produits pétrochimiques. Troisièmement, les résultats ont été touchés par les rendements en produits moins élevés des raffineries liés à des problèmes de disponibilité et de qualité du brut à Edmonton, ainsi que par l'activité de révision planifiée et à l'arrêt partiel d'unités à Montréal. Enfin, les résultats ont été touchés par les coûts d'exploitation accrus dus principalement aux coûts environnementaux liés à la taxe verte du Québec et aux mesures législatives sur les GES en Alberta et les coûts de révision à Montréal. Ces quatre éléments clés ont été contrebalancés en partie par les écarts de prix favorables entre les qualités de brut, les coûts plus faibles d'autres charges d'alimentation et les marges de craquage accrues pour les distillats.

Le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation de 16 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, comparativement à 32 millions \$ au même trimestre de 2007. Au deuxième trimestre de 2008, les résultats du segment Commercialisation ont reflété les coûts d'exploitation accrus imputables aux coûts plus élevés des carburants associés aux frais de livraison et de cartes, contrebalancés en partie par les revenus non pétroliers plus élevés.

SOCIÉTÉ

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Services partagés et éliminations				
Perte nette	(136)	\$ (58)	\$ (141)	\$ (72)
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(13)	104	(61)	120
Charge liée à la rémunération à base d'actions ¹	(117)	(97)	(49)	(89)
Ajustements d'impôt	–	(1)	20	(1)
Bénéfice d'exploitation	(6)	\$ (64)	\$ (51)	\$ (102)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(188)	\$ (197)	\$ (98)	\$ (204)

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

Les Services partagés et éliminations ont enregistré une perte d'exploitation de 6 millions \$ au deuxième trimestre de 2008, comparativement à une perte de 64 millions \$ à la même période en 2007. La diminution de la perte d'exploitation s'explique par des gains de change sur des soldes en dollars américains détenus durant le deuxième trimestre de 2008.

Petro-Canada revoit régulièrement sa stratégie en matière de dividende pour s'assurer que sa politique de dividende est alignée sur les attentes des actionnaires et sur ses objectifs financiers et de croissance. Conformément à cet objectif, le 23 juillet 2008, la Société a déclaré une hausse de 54 % de son dividende trimestriel, soit 0,20 \$/action, qui sera versé à compter du 1^{er} octobre 2008.

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 deuxième 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 24 juillet 2008 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). Pour y participer, veuillez composer le 1-866-898-9626 (sans frais en Amérique du Nord), le 00-800-8989-6323 (sans frais à l'étranger) ou le 416-340-2216 à 8 h 55, HAE. Les représentants des médias sont invités à écouter la conférence téléphonique en composant le 1-866-540-8136 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-340-8010 et ils auront l'occasion de poser des questions à la fin de la conférence. La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Web de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/en/investors/845.aspx> le 24 juillet 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 3264059#). Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de celle-ci.

AVIS JURIDIQUE – RENSEIGNEMENTS DE NATURE PROSPECTIVE

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

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

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

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

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

Nous prévenons les lecteurs que la liste de facteurs importants ci-dessus ayant une incidence sur les renseignements de nature prospective n'est pas exhaustive. De plus, les renseignements de nature prospective contenus dans ce communiqué sont donnés en date du 24 juillet 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 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 pour 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. Le secteur Sables pétrolifères au Canada représente environ 71 % des ressources éventuelles et prospectives totales de Petro-Canada. Le reste des ressources de Petro-Canada est réparti entre les secteurs d'activité et se trouve principalement dans les régions pionnières de l'Amérique du Nord et à l'étranger. De plus, lorsque Petro-Canada fait référence aux ressources de la Société, les ressources éventuelles représentent environ 53 % et les ressources prospectives évaluées en fonction des risques, environ 47 % des ressources totales de la Société.

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

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

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

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

Pour plus de renseignements :

DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

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

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

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

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

www.petro-canada.ca