

2009

Communiqué



Pour publication immédiate
Le 30 juillet 2009

(also published in English)

Des fortes activités et une situation de liquidité favorable placent Petro-Canada en bonne position pour la fusion avec Suncor

Points saillants

- Production conforme aux indications fournies grâce à des activités en amont fiables
- Maintien d'une situation de liquidité favorable dans une conjoncture difficile
- Obtention de l'approbation des actionnaires, de la Cour et du Bureau de la concurrence pour la fusion avec Suncor Énergie Inc. (Suncor), qui entrera en vigueur le 1^{er} août 2009, et créera la plus importante société énergétique au Canada

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation de 99 millions \$ (0,20 \$/action) pour le deuxième trimestre, en baisse de 91 % par rapport à 1 151 millions \$ (2,38 \$/action) au deuxième trimestre de 2008. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au deuxième trimestre de 2009 ont été de 634 millions \$ (1,31 \$/action), en baisse de 68 % par rapport à 1 979 millions \$ (4,09 \$/action) au même trimestre de l'exercice précédent.

Le bénéfice net a été de 77 millions \$ (0,16 \$/action) au deuxième trimestre de 2009, comparativement à 1 498 millions \$ (3,10 \$/action) au même trimestre de 2008.

« Nous avons continué de mener nos activités de façon prudente au cours du deuxième trimestre, alors que le repli s'est poursuivi, a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction, et parce que nous avons maintenu ce cap défini au début de l'exercice, nous sommes en bonne position pour amorcer la fusion avec Suncor. »

En raison de la fusion entre Petro-Canada et Suncor, Petro-Canada ne déclarera pas d'autres dividendes. Les dividendes seront maintenant déclarés et payés par la nouvelle société fusionnée, sous réserve de l'approbation de son nouveau Conseil d'administration.

Résultats du deuxième trimestre

<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action et le nombre d'actions)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Résultats consolidés				
Bénéfice d'exploitation ¹	99 \$	1 151	210 \$	2 097 \$
– en \$/action	0,20	2,38	0,43	4,33
Bénéfice net	77	1 498	30	2 574
– en \$/action	0,16	3,10	0,06	5,32
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ²	634	1 979	1 336	3 831
– en \$/action	1,31	4,09	2,76	7,92
Dividendes – en \$/action	0,20	0,13	0,40	0,26
Dépenses en immobilisations	683 \$	2 141 \$	1 364 \$	3 157 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation				
<i>(en millions d'actions)</i>	485,0	483,8	484,9	483,8
Production totale nette, avant redevances <i>(en milliers de bep/j)</i> ³	374	414	392	421
Rendement d'exploitation du capital investi <i>(en pourcentage)</i> ⁴				
Amont			18,3	35,1
Aval			3,2	3,3
Total – Société			11,3	20,6

1 Le bénéfice d'exploitation est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation (qui représente le bénéfice net, excluant les gains ou les pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères et à la vente d'actifs, incluant l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval et excluant l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, l'ajustement lié à la signature des contrats d'exploration et de partage de la production (CEPP) en Libye, les ajustements d'impôt, la charge de dépréciation d'actifs, les indemnités et les suppléments de prime d'assurance ainsi que les charges attribuables au report du projet Fort Hills – voir en page 2, 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 2, 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 pour un baril de pétrole.

4 Calculé sur une base mobile sur 12 mois.

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, incluant l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval et excluant l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, l'ajustement lié à la signature des contrats d'exploration et de partage de production (CEPP) en Libye, les ajustements d'impôt, la charge de dépréciation d'actifs, les indemnités et les suppléments de primes d'assurance, ainsi que les charges attribuables au report du projet Fort Hills. La Société utilise le bénéfice d'exploitation pour évaluer le rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et le bénéfice d'exploitation n'ont pas de sens normalisé prescrit par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et, par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Le rapprochement des flux de trésorerie et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement avec la mesure correspondante conforme aux PCGR est exposé dans le tableau à la page 4. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation avec les mesures correspondantes définies par les PCGR est exposé dans le tableau ci-dessous.

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 juin				Semestres terminés les 30 juin			
	2009	(en \$/action)	2008	(en \$/action)	2009	(en \$/action)	2008	(en \$/action)
Bénéfice net	77	\$ 0,16	\$ 1 498	\$ 3,10	30	\$ 0,06	\$ 2 574	\$ 5,32
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères ¹	273		(13)		174		(61)	
Perte à la vente d'actifs ²	(5)		(99)		(3)		(96)	
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval	137		299		152		422	
Évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions	(87)		(117)		(112)		(49)	
Ajustement lié à la signature des CEPP en Libye ³	–		47		–		–	
Ajustements d'impôt ⁴	2		230		7		256	
Charge de dépréciation d'actifs ⁵	(158)		–		(158)		(24)	
Indemnités et suppléments de primes d'assurance	1		–		1		29	
Charges attribuables au report du projet Fort Hills ⁶	(185)		–		(241)		–	
Bénéfice d'exploitation	99	\$ 0,20	\$ 1 151	\$ 2,38	210	\$ 0,43	\$ 2 097	\$ 4,33

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 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).

3 Au deuxième trimestre de 2008, la Société a signé six nouveaux CEPP avec la National Oil Corporation (NOC) de Libye afin de remplacer les accords de concession existants et un CEPP. Les nouveaux CEPP ont été ratifiés en date de la signature, avec prise d'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 CEPP pour la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2008, qui ne pouvait être comptabilisé avant la ratification le 19 juin 2008.

4 Au cours du deuxième trimestre de 2008, le secteur International a enregistré une économie d'impôts futurs de 230 millions \$ liée à la signature des CEPP en Libye.

5 Au cours du deuxième trimestre de 2009, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge de 244 millions \$ avant impôts (158 millions \$ après impôts) imputable surtout à la dégradation des éléments d'actif de méthane de houille dans les Rocheuses américaines en raison de la performance de la production combinée à des prix moins élevés. 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-Cacouana, au Québec, qui a été reporté en raison des conditions sur le marché mondial du GNL.

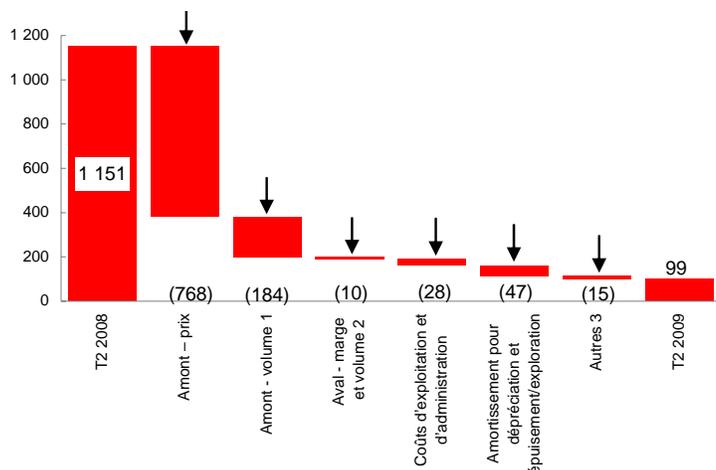
6 Au cours du deuxième trimestre de 2009, le secteur Sables pétroliers a enregistré des charges de 252 millions \$ avant impôts (185 millions \$ après impôts) dues surtout à la dépréciation d'immobilisations corporelles attribuable au report pour une période indéterminée du volet de valorisation du projet Fort Hills. Au cours du premier trimestre de 2009, le secteur Sables pétroliers a enregistré des charges de 80 millions \$ avant impôts (56 millions \$ après impôts) visant à refléter les coûts engagés pour résilier certains contrats d'approvisionnements en produits et services et la dépréciation de certaines immobilisations corporelles engendrés par le report de la décision d'investissement finale pour le projet Fort Hills.

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 2^E TRIMESTRE 2009 COMPARATIVEMENT AU 2^E TRIMESTRE 2008

Bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars canadiens, après impôts)

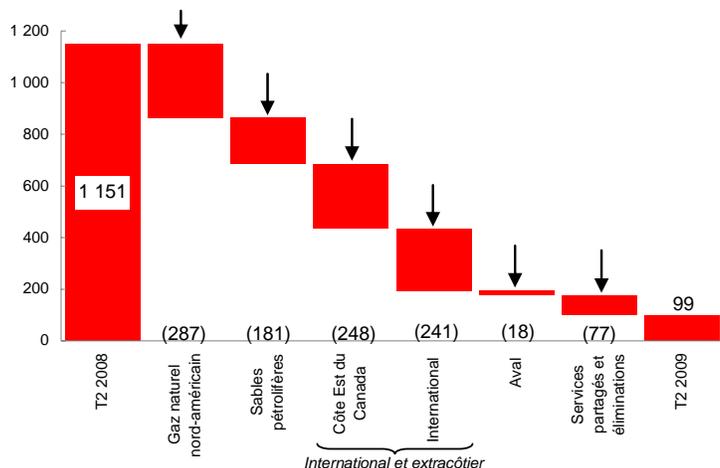


Le bénéfice d'exploitation a diminué de 91 % pour atteindre 99 millions \$ (0,20 \$/action) au deuxième trimestre de 2009, comparativement à 1 151 millions \$ (2,38 \$/action) au deuxième trimestre de 2008. La diminution du bénéfice d'exploitation au deuxième trimestre a reflété les prix plus faibles réalisés en amont ((768) millions \$), les volumes moindres en amont¹ ((184) millions \$), la diminution des marges et des volumes du secteur Aval² ((10) millions \$) et la hausse de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et des frais d'exploration ((47) millions \$), des coûts d'exploitation et d'administration ((28) millions \$) et des autres³ dépenses ((15) millions \$).

- 1 Le facteur « Amont – volume » comprend la portion de l'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.
- 2 Les marges du secteur Aval comprennent l'ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements.
- 3 Le facteur « Autres » comprend les changements dans l'élimination des profits dans les secteurs d'activité d'amont pour les ventes de pétrole brut au secteur Aval lorsque le brut fait toujours partie des stocks du secteur Aval ((56) millions \$), les ventes de soufre plus faibles ((28) millions \$), la conversion de devises étrangères ((14) millions \$) et les mouvements des stocks d'amont (77 millions \$).

Bénéfice d'exploitation par secteur

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



La diminution du bénéfice d'exploitation sur une base sectorielle au deuxième trimestre a reflété le bénéfice d'exploitation plus faible des secteurs Côte Est du Canada ((248) millions \$) et International ((241) millions \$), le recul du bénéfice d'exploitation à une perte d'exploitation dans les secteurs Gaz naturel nord-américain ((287) millions \$), Sables pétroliers ((181) millions \$) et Aval ((18) millions \$) et les coûts plus élevés des Services partagés et éliminations ((77) millions \$).

Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2009 a été de 77 millions \$ (0,16 \$/action), comparativement à 1 498 millions \$ (3,10 \$/action) à la même période de 2008. Le bénéfice net au deuxième trimestre de 2009 a été plus faible qu'au deuxième trimestre de 2008 en raison d'un bénéfice d'exploitation considérablement plus bas, de charges liées au report du projet Fort Hills, de charges liées à la perte de valeur d'actifs dans le secteur Gaz naturel nord-américain et d'un ajustement plus faible au titre du coût actuel des approvisionnements dans le secteur Aval. Le bénéfice net pour le deuxième trimestre de 2008 comprenait une économie d'impôts futurs de 230 millions \$ liée à la signature des CEPP en Libye. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des charges moins importantes liées aux évaluations à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, des pertes moindres à la vente d'actifs et des gains liés à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères durant le deuxième trimestre de 2009, comparativement à des pertes à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères à la même période de l'exercice précédent.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2009	30 juin 2008	2009	30 juin 2008
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	465	\$ 2 479	\$ 937	\$ 3 914
Augmentation (diminution) des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	169	(500)	399	(83)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	634	\$ 1 979	\$ 1 336	\$ 3 831

Au deuxième trimestre de 2009, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont été de 634 millions \$ (1,31 \$/action), une diminution considérable par rapport à 1 979 millions \$ (4,09 \$/action) au trimestre correspondant de 2008. La diminution 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 considérablement moins élevé.

Prévisions en matière de production nette consolidée et de dépenses en immobilisations pour 2009

La Société met à jour au milieu de l'exercice, ses prévisions en matière de production, de dépenses en immobilisations et de frais d'exploration annuels. La production d'amont pour l'exercice complet devrait se situer dans une fourchette de 355 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) à 375 000 bep/j en 2009, ce qui est conforme à la fourchette de 345 000 bep/j à 385 000 bep/j auparavant indiquée. Le montant du programme de dépenses en immobilisations et de frais d'exploration de 2009 devrait se chiffrer à 3,2 milliards \$, en baisse de 200 millions \$ par rapport au montant précédemment indiqué de 3,4 milliards \$ annoncé le 28 avril 2009.

Points saillants des résultats d'exploitation

La production au deuxième trimestre de 2009 a été en moyenne de 374 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada, en baisse par rapport à 414 000 bep/j nets au même trimestre de 2008. Les volumes ont reflété la production moindre des secteurs Gaz naturel nord-américain, Côte Est du Canada et International, tandis que la production du secteur Sables pétrolifères est demeurée relativement inchangée.

Dans le secteur Aval, le bénéfice a été touché négativement par la conjoncture moins favorable au deuxième trimestre de 2009.

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2009	30 juin 2008	2009	30 juin 2008
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>	267	296	281	303
Production de gaz naturel, nette à l'exclusion des produits d'injection <i>(en millions de pieds cubes/jour)</i>	645	705	670	709
Production totale, nette <i>(en milliers de barils équivalent pétrole/jour)</i> ¹	374	414	392	421
Prix moyens réalisés				
Pétrole brut et LGN <i>(en \$/baril)</i>	65,37	117,22	58,38	104,67
Gaz naturel <i>(en \$/millier de pieds cubes)</i>	3,44	9,55	4,56	8,56
Aval				
Ventes de produits pétroliers <i>(en milliers de mètres cubes/jour)</i>	50,0	51,8	50,5	52,0
Utilisation moyenne des raffineries <i>(en pourcentage)</i>	85	96	87	99
Bénéfice (perte) d'exploitation du secteur Aval après impôts <i>(en cents/litre)</i>	(0,4)	-	0,5	0,6

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.

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 23 mars 2009, la Société a annoncé un plan de fusion avec Suncor afin de créer la plus importante société énergétique au Canada.

La Société continue de faire avancer les trois projets de croissance majeurs déjà sanctionnés par la Société : l'extension du champ White Rose au large de la côte Est du Canada; le projet gazier Ebla en Syrie et les projets de mise en valeur associés aux nouveaux CEPP en Libye. Les trois autres projets de croissance majeurs, soit le projet d'agrandissement de MacKay River, le projet d'exploitation minière Fort Hills et le projet de coqueur à Montréal, ne sont pas sanctionnés par la Société et sont en attente jusqu'à ce que la fusion proposée avec Suncor soit réalisée. Une fois la fusion conclue, tous les projets majeurs de la société fusionnée seront revus afin que les dépenses d'investissement soient affectées aux projets affichant la meilleure possibilité de générer des flux de trésorerie à court terme, le taux de rendement du capital le plus élevé et les risques les plus faibles.

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

Perspectives

Mises à jour sur les activités

- Terra Nova a réalisé avec succès une révision d'une durée de neuf jours au deuxième trimestre de 2009 et planifie une révision de 21 jours au troisième trimestre de 2009 pour la réalisation d'activités réglementaires et de maintenance planifiées.
- White Rose planifie pour le troisième trimestre de 2009 une révision réglementaire et de maintenance de 28 jours, qui sera suivie d'une autre période de production réduite devant durer environ 40 jours pour la réalisation des travaux de raccordement sous-marin du champ North Amethyst.
- Buzzard planifie une révision de 28 jours au troisième trimestre de 2009 pour la réalisation de travaux réglementaires et du raccordement du projet d'amélioration. La production sera réduite à nouveau durant 14 jours au troisième trimestre en raison de travaux de maintenance portant sur le réseau de pipelines Forties.
- Syncrude planifie pour le troisième trimestre de 2009 une révision de 15 jours dont la portée sera considérablement plus restreinte que celle de la révision du printemps.
- MacKay River prévoit un ralentissement d'une durée de 14 jours au troisième trimestre de 2009 pour la maintenance planifiée de l'unité de cogénération exploitée par une tierce partie.

Mise à jour sur les projets majeurs

- Le forage de développement a débuté et l'installation de l'infrastructure sous-marine est en cours pour la portion North Amethyst des extensions de White Rose et le champ devrait pouvoir entrer en production au début de 2010 comme prévu. La mise en valeur du champ West White Rose se fera en deux temps. La première phase a été approuvée au deuxième trimestre de 2009 et le forage de développement et l'installation sous-marine pour cette phase auront lieu en 2010, en vue d'une entrée en production du champ pétrolifère à la fin de 2010 ou au début de 2011. Les résultats de la première phase, de concert avec l'évaluation continue, aideront à définir l'étendue de la deuxième phase.
- Au deuxième trimestre de 2009, les coparticipants dans le projet Hibernia South exploité par ExxonMobil Canada Properties (ExxonMobil) (auquel Petro-Canada participe à hauteur de 20 %) ont signé un protocole d'entente n'ayant pas force exécutoire avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador qui établit les principes clés sur le plan de la fiscalité, de la participation au capital et des opérations pour le projet, qui prévoit l'entrée en production du champ à la fin de 2009 ou au début de 2010.
- Le projet gazier Ebla en Syrie progresse comme prévu et était achevé à 70 % à la fin du deuxième trimestre de 2009. Trois puits ont été forés et mis à la disposition de l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction pour le raccordement. Le levé sismique 3D dans le bloc Ash Shaer de 910 km² a été terminé au deuxième trimestre de 2009 et l'équipe sismique s'est déplacée vers le périmètre Cherrife de Petro-Canada. La production de gaz devrait débuter vers le milieu de 2010.
- À la suite de la signature des nouveaux CEPP en Libye, le travail a débuté et se concentre sur la préparation du programme de développement du champ Amal et le lancement du nouveau programme d'exploration. Les activités sismiques se sont poursuivies au deuxième trimestre de 2009 et le programme était achevé à environ 55 % à la fin du deuxième trimestre.

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	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net (perte nette)	(239)	\$ 100	\$ (241)	\$ 174
Perte à la vente d'actifs ¹	–	(106)	–	(104)
Ajustements d'impôt	–	–	1	–
Charge de dépréciation d'actifs ²	(158)	–	(158)	(24)
Bénéfice (perte) d'exploitation	(81)	\$ 206	\$ (84)	\$ 302
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	42	\$ 404	\$ 160	\$ 668

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).

2 Au cours du deuxième trimestre de 2009, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge de 244 millions \$ avant impôts (158 millions \$ après impôts) imputable surtout à la dégradation des éléments d'actif de méthane de houille dans les Rocheuses américaines en raison de la performance de la production combinée à des prix moins élevés. Au premier trimestre de 2008, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement de 35 millions \$ avant impôts (24 millions \$ après impôts) pour les coûts de développement de projet cumulés relativement au projet d'installation de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) proposé à Gros-Cacouna, au Québec, qui a été reporté en raison des conditions sur le marché mondial du GNL.

Au deuxième trimestre de 2009, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré une perte d'exploitation de 81 millions \$, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 206 millions \$ au deuxième trimestre de 2008. Les résultats ont reflété la diminution des prix réalisés, des volumes et des ventes de soufre, combinée à l'augmentation des frais d'exploration et de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement.

La production du secteur Gaz naturel nord-américain a été en moyenne de 608 millions de pi³ équivalent gaz/jour au deuxième trimestre de 2009, en baisse de 8 % par rapport à 660 millions de pi³ équivalent gaz/jour au même trimestre de 2008. La production plus faible a reflété les dépenses en immobilisations réduites et l'épuisement naturel.

Sables pétroliers

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net (perte nette)	(188)	\$ 177	\$ (256)	\$ 289
Ajustements d'impôt	1	–	2	2
Charges attribuables au report du projet Fort Hills ¹	(185)	–	(241)	–
Bénéfice (perte) d'exploitation	(4)	\$ 177	\$ (17)	\$ 287
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(12)	\$ 231	\$ (50)	\$ 399

1 Au cours du deuxième trimestre de 2009, le secteur Sables pétroliers a enregistré des charges de 252 millions \$ avant impôts (185 millions \$ après impôts) dues surtout à la dépréciation d'immobilisations corporelles attribuable au report pour une période indéterminée du volet de valorisation du projet Fort Hills. Au cours du premier trimestre de 2009, le secteur Sables pétroliers a enregistré des charges de 80 millions \$ avant impôts (56 millions \$ après impôts) visant à refléter les coûts engagés pour résilier certains contrats d'approvisionnements en produits et services et la dépréciation de certaines immobilisations corporelles engendrés par le report de la décision d'investissement finale pour Fort Hills.

Le secteur Sables pétroliers a enregistré une perte d'exploitation de 4 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 177 millions \$ au deuxième trimestre de 2008. Les résultats ont reflété les prix plus faibles réalisés, une production moindre à Syncrude et des coûts d'exploitation plus élevés, ce qui a été contrebalancé en partie par une production accrue à Mackay River.

La production du secteur Sables pétroliers s'est chiffrée en moyenne à 53 000 barils/jour au deuxième trimestre de 2009, relativement inchangée par rapport à 53 900 barils/jour au deuxième trimestre de 2008. La production accrue à MacKay River a reflété la fiabilité élevée et la capacité accrue, de même que les activités de maintenance planifiées au deuxième trimestre de 2008. La production moindre à Syncrude a reflété des perturbations opérationnelles et la révision plus longue que prévu du cokeur 8-3 réalisée au cours du trimestre.

International et extracôtier**Côte Est du Canada**

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net¹	137	\$ 385	\$ 241	\$ 760
Indemnités d'assurance liées à Terra Nova	–	–	–	29
Ajustements d'impôt	–	–	1	2
Bénéfice d'exploitation	137	\$ 385	\$ 240	\$ 729
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	221	\$ 464	\$ 418	\$ 930

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont accru (réduit) le bénéfice net de 35 millions \$ avant impôts (24 millions \$ après impôts) et de (4) millions \$ avant impôts ((3) millions \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement. Le même facteur avait réduit 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.

Au deuxième trimestre de 2009, le secteur Côte Est du Canada a enregistré un bénéfice d'exploitation de 137 millions \$, en baisse par rapport à 385 millions \$ au deuxième trimestre de 2008. Les résultats ont reflété la baisse des prix réalisés et de la production.

La production du secteur côte Est du Canada s'est chiffrée en moyenne à 69 200 barils/jour au deuxième trimestre de 2009, en baisse de 23 % par rapport à 90 400 barils/jour à la même période en 2008. La production à Hibernia a été plus faible en raison de la réalisation d'une révision de 25 jours et de l'épuisement naturel, contrebalancés en partie par le rendement et la fiabilité élevées du gisement. La production à Terra Nova a été plus basse en raison de l'épuisement naturel et de la réalisation d'une révision de maintenance de neuf jours, tandis que la production à White Rose a été plus faible en raison de l'épuisement naturel.

International

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net¹	143	\$ 672	\$ 184	\$ 1 008
Gain (perte) à la vente d'actifs	(5)	6	(5)	6
Ajustement lié à la signature des CEPP en Libye ²	–	47	–	–
Ajustements d'impôt ³	–	230	–	230
Bénéfice d'exploitation	148	\$ 389	\$ 189	\$ 772
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	304	\$ 635	\$ 558	\$ 1 191

1 Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont réduit le bénéfice net de 5 millions \$ avant impôts (1 million \$ après impôts) et de 3 millions \$ avant impôts (néant \$ après impôts) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, respectivement. Le même facteur avait accru (réduit) 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.

2 Au deuxième trimestre de 2008, la Société a signé six nouveaux CEPP avec la National Oil Corporation (NOC) de Libye afin de remplacer les accords de concession existants et un CEPP. Les nouveaux CEPP ont été ratifiés en date de la signature, avec prise d'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 CEPP pour la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2008, qui ne pouvait être comptabilisé avant la ratification le 19 juin 2008.

3 Au cours du deuxième trimestre de 2008, le secteur International a enregistré une économie d'impôts futurs de 230 millions \$ lié à la signature des CEPP en Libye.

Le secteur International a enregistré un bénéfice d'exploitation de 148 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, en baisse par rapport à 389 millions \$ au deuxième trimestre de 2008. Les prix plus faibles réalisés pour le pétrole brut, les volumes de production réduits ainsi que les coûts d'exploitation et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevés ont été contrebalancés en partie par des frais d'exploration plus bas et des gains à la conversion de devises étrangères.

La production du secteur International s'est chiffrée en moyenne à 150 600 bep/j au deuxième trimestre de 2009, en baisse de 6 % par rapport à 159 500 bep/j au deuxième trimestre de 2008. La production réduite a reflété principalement les contraintes liées aux quotas de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en Libye et l'épuisement naturel de certains champs en mer du Nord.

Mise à jour sur les activités d'exploration

Durant le premier semestre de 2009, Petro-Canada et ses partenaires ont achevé les opérations sur six puits. Un puits a été complété en tant que découverte de gaz (L6-7 dans le secteur néerlandais de la mer du Nord). Ce forage a démarré en 2008 mais s'est achevé au premier trimestre de 2009. Dans le secteur britannique de la mer du Nord, un puits a été complété en tant que découverte de pétrole (Hobby) et un puits a été obturé et abandonné (puits d'évaluation pour la découverte Pink). Les trois puits forés en Alaska (Chandler 1, Wolf Creek 4 et Gubik 4) ont tous rencontré du gaz naturel. Les activités de forage étant terminées dans le cas des puits Wolf Creek et Gubik, ceux-ci ont été obturés et abandonnés. Le puits Chandler a été suspendu provisoirement en vue de futurs essais éventuels. Ces puits font partie d'un programme pluri-saisonnier et les résultats sont en train d'être évalués en vue de leur incorporation dans un plan d'ensemble visant à déterminer le caractère commercial de la mise en valeur du gaz naturel dans la région.

AVAL

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net	121	\$ 300	\$ 203	\$ 484
Gain à la vente d'actifs	–	1	2	2
Ajustement au titre du coût actuel estimatif des approvisionnements du secteur Aval	137	299	152	422
Suppléments de primes d'assurance	1	–	1	–
Ajustements d'impôt	1	–	3	2
Bénéfice (perte) d'exploitation	(18)	\$ –	\$ 45	\$ 58
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	286	\$ 433	\$ 565	\$ 741

Au deuxième trimestre de 2009, le secteur Aval a enregistré une perte d'exploitation de 18 millions \$, comparativement à un bénéfice d'exploitation de néant \$ au même trimestre de 2008.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré une perte d'exploitation de 60 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, en baisse par rapport à une perte de 16 millions \$ au même trimestre de 2008. La perte d'exploitation plus élevée a reflété les marges de craquage plus faibles pour les distillats, les écarts de prix défavorables entre les qualités de pétrole brut et la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par un accroissement des marges de raffinage réalisées pour le bitume, le coke, les lubrifiants, le mazout lourd et les produits pétroliers légers ainsi que par des marges de craquage plus élevées pour l'essence.

Le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation de 42 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, en hausse par rapport à 16 millions \$ au même trimestre de 2008. Les résultats du segment Commercialisation ont reflété les marges accrues et les charges plus basses, contrebalancés en partie par la demande plus faible dans l'ensemble.

SOCIÉTÉ

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Services partagés et éliminations				
Bénéfice net (perte nette)	103	\$ (136)	\$ (101)	\$ (141)
Gain (perte) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères ¹	273	(13)	174	(61)
Charge liée à la rémunération à base d'actions ¹	(87)	(117)	(112)	(49)
Ajustements d'impôt	–	–	–	20
Perte d'exploitation	(83)	\$ (6)	\$ (163)	\$ (51)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(207)	\$ (188)	\$ (315)	\$ (98)

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

Les Services partagés et éliminations ont enregistré une perte d'exploitation de 83 millions \$ au deuxième trimestre de 2009, comparativement à une perte de 6 millions \$ à la même période en 2008. L'augmentation de la perte d'exploitation a reflété les pertes liées au change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie, comparativement à un gain à la même période l'an dernier, et l'élimination de profits dans les secteurs d'activité d'amont pour les ventes de pétrole brut au secteur Aval, lorsque le brut fait toujours partie des stocks du secteur Aval, comparativement à un recouvrement des profits sur ces ventes à la même période l'an dernier.

La Société continue de jouir d'une capacité et d'une flexibilité financières élevées puisque Petro-Canada est capable de générer des flux de trésorerie, a accès aux soldes de trésorerie existants, dispose d'une importante capacité d'emprunt par l'intermédiaire de ses facilités de crédit et n'a pas d'exigences de refinancement à court terme.

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/fr/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 30 juillet 2009 à 9 h, heure avancée de l'Est (HAE). Pour y participer, veuillez composer le 1-800-769-8320 (sans frais en Amérique du Nord), 00-800-4222-8835 (sans frais à l'étranger) ou le 416-695-6622 à 8 h 55 HAE. Les représentants des médias sont invités à écouter la conférence téléphonique en composant le 1-800-952-4972 (sans frais en Amérique du Nord) ou le 416-695-7848 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 30 juillet 2009 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 6821571#). Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web de Petro-Canada environ une heure après la fin de celle-ci.

MISE EN GARDE – 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. Les renseignements de nature prospective comprennent des références à ce qui suit :

- 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 anticipées
- révisions dans les raffineries et les autres installations anticipées
- marges de raffinage anticipées
- 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 anticipés
- coûts préalables à la production et coûts d'exploitation anticipés
- 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
- passif éventuel (y compris l'exposition potentielle à des pertes liées à des contrats de concessionnaires des ventes au détail)
- incidence et coûts de la conformité à la réglementation environnementale actuelle et éventuelle
- futures approbations réglementaires
- taux de rendement prévus

De tels renseignements de nature prospective sont fondés sur un certain nombre d'hypothèses et d'analyses effectuées par la Société. Ces hypothèses et analyses sont décrites plus en détail dans ce communiqué et comprennent, sans toutefois s'y limiter, des hypothèses portant sur les prix futurs des marchandises, la situation économique, les dépenses en capital nécessaires, les niveaux des flux de trésorerie, les exigences réglementaires, la capacité de l'industrie, les résultats de l'exploration et du forage de développement et la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements.

On ne doit pas accorder une confiance indue aux renseignements de nature prospective. De tels renseignements de nature prospective sont soumis à des risques connus et inconnus et à des incertitudes qui 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 risques et incertitudes comprennent, sans s'y limiter :

- la possibilité de regrouper et de réorganiser les sociétés
- les changements dans 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 changements dans 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 changements dans 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 30 juillet 2009 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les met pas à jour publiquement ni ne les révisé. Les renseignements de nature prospective dans ce communiqué sont présentés expressément sous réserve de cette mise en garde.

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

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

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

Définitions que Petro-Canada utilise	Référence
Réserves prouvées de pétrole et de gaz (comprenant à la fois les réserves prouvées mises en valeur et non mises en valeur)	Définition des réserves de la SEC (Accounting Rules Regulation S-X 210.4-10, Financial Accounting Standards Board (FASB) No. 69 des États-Unis) SEC Guide 7 for Oilsands Mining
Réserves non prouvées, probables et possibles	Autorités canadiennes en valeurs mobilières : Canadian Oil and Gas Evaluation (COGEH) 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	Pétroleum Resources Management System : définitions de la Society of Petroleum Engineers, de la Society of Petroleum Evaluation Engineers, du World Petroleum Congress et de l'American Association of Petroleum Geologist (approuvées en mars 2007) Autorités canadiennes en valeurs mobilières : COGEH Vol. 1 Section 5

Bien que le classement des ressources établi par la Society of Petroleum Engineers inclue les catégories 1C, 2C et 3C pour les ressources éventuelles et les estimations basse, meilleure et élevée pour les ressources prospectives, Petro-Canada fait référence uniquement aux ressources de la catégorie 2C non ajustées pour le risque dans le cas des ressources éventuelles et à la meilleure estimation des ressources en partie ajustées pour le risque dans le cas des ressources prospectives, lorsqu'elle mentionne les ressources dans ce communiqué. Les estimations des ressources dans ce communiqué incluent des ressources éventuelles qui n'ont pas été ajustées pour le risque en fonction de la probabilité de mise en valeur et des ressources prospectives qui ont été en partie ajustées pour le risque en fonction de la probabilité de découverte, mais qui n'ont pas été ajustées pour le risque en fonction de la probabilité de mise en valeur. De telles estimations ne sont pas des estimations des volumes susceptibles d'être récupérés et la récupération réelle est susceptible d'être plus faible et pourrait même être considérablement plus faible, voire nulle. Si une

découverte est faite, rien ne peut garantir qu'elle sera mise en valeur et si une découverte est mise en valeur, le moment d'une telle mise en valeur ne peut être déterminé avec certitude.

Le secteur Sables pétrolifères au Canada représente environ 68 % des ressources éventuelles et prospectives totales de Petro-Canada. Le reste des ressources de Petro-Canada est réparti entre les secteurs d'activité et se trouve principalement dans les régions pionnières de l'Amérique du Nord et à l'étranger. De plus, lorsque Petro-Canada fait référence aux ressources de la Société, les ressources éventuelles non ajustées pour le risque représentent environ 70 % des ressources totales de la Société et les ressources prospectives en partie ajustées pour le risque, environ 30 % des ressources totales de la Société.

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

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

- des forages de délimitation additionnels ou l'application d'une nouvelle technologie pour des ressources éventuelles non ajustées pour le risque
- des activités d'exploration fructueuses en ce qui a trait aux ressources prospectives en partie ajustées pour le risque
- la sanction et les approbations réglementaires du projet

Les renseignements sur les réserves et les ressources présentés dans ce communiqué sont déclarés en date du 31 décembre 2008.

Pour plus de renseignements :

DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

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

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

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

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

www.petro-canada.ca