

2005

Rapport trimestriel



Pour diffusion immédiate
Le 27 octobre 2005

(Also published in English)

La conjoncture stimule les résultats tandis que les projets de croissance progressent

Points saillants

- Un partenaire minier se joint au projet de sables pétrolifères Fort Hills
- Une révision à Terra Nova s'achève avec succès au début d'octobre
- La production demeure conforme aux prévisions

Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 659 millions \$ (1,27 \$/action), en hausse de 38 % par rapport à 477 millions \$ (0,90 \$/action) au même trimestre de 2004. Les flux de trésorerie au troisième trimestre de 2005 ont été de 1 063 millions \$ (2,05 \$/action), comparativement à 869 millions \$ (1,63 \$/action) au même trimestre de l'an dernier. Les flux de trésorerie ne comprennent pas la variation du fonds de roulement hors caisse.

Le bénéfice net au troisième trimestre de 2005 a été de 614 millions \$ (1,19 \$/action), comparativement à 410 millions \$ (0,77 \$/action) à la même période de 2004. Le bénéfice net comprend les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés, ainsi que les gains ou les pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif. Au troisième trimestre de 2005, une perte non réalisée à l'évaluation à la valeur du marché des contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard a réduit le bénéfice net de 85 millions \$ après impôts.

« L'excellente conjoncture et des opérations couronnées de succès ont conduit à un bénéfice et à des flux de trésorerie solides ce trimestre. Avec l'achèvement substantiel de nos révisions dans le secteur Amont, la production pour l'exercice complet devrait être conforme aux prévisions », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction.

La production de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel s'est chiffrée en moyenne à 422 000 barils équivalent pétrole/jour (bep/j) durant le trimestre, comparativement à 435 700 bep/j au même trimestre de 2004. La production pour l'exercice complet demeure orientée vers 415 000 bep/j à 430 000 bep/j.

« En ce qui concerne nos perspectives, je suis heureux de l'avancement de nos projets stratégiques. Nous sommes en voie d'ajouter à la production grâce à White Rose, Syncrude, De Ruyter et Buzzard et nous avons fait un important pas en avant à Fort Hills en nous adjoignant un partenaire minier très compétent, a dit M. Brenneman. Nous positionnons notre secteur Aval de façon à tirer profit de l'accroissement à long terme des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd. Nous convertissons la raffinerie d'Edmonton afin d'y traiter une charge d'alimentation tirée de sables pétrolifères et nous évaluons l'ajout d'une unité de cokéfaction à Montréal. »

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. Ses actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole PCA et à la Bourse de New York sous le symbole PCZ.

Pour plus de renseignements :

DEMANDES DES INVESTISSEURS ET DES ANALYSTES

Gordon Ritchie
Relations avec les investisseurs
(403) 296-7691

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

Michelle Harries
Communications de la Société
(403) 296-3648

www.petro-canada.ca

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 27 octobre 2005, est présenté aux pages 2 à 16 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés pour les trois mois terminés le 31 mars 2005, les six mois terminés le 30 juin 2005 et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005; au rapport de gestion pour les trois mois terminés le 31 mars 2005 et les six mois terminés le 30 juin 2005; au rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004; aux états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004; et à la notice annuelle 2004 datée du 15 mars 2005.

MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Les flux de trésorerie, qui sont exprimés en tant que flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse, sont utilisés par la Société pour l'analyse du rendement d'exploitation, du levier financier et des liquidités. Le bénéfice d'exploitation, qui représente le bénéfice net en excluant les gains ou les pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif, de même que les gains ou les pertes non réalisés à l'évaluation à la valeur du marché des contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard, est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie 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 ne sont pas nécessairement comparables à celles du même type utilisées par d'autres sociétés. Le rapprochement des montants des flux de trésorerie et du bénéfice d'exploitation avec les mesures connexes en vertu des PCGR est exposé dans le tableau à la page 16 de ce rapport de gestion.

CONJONCTURE

Les prix du marché indiqués sur cette page et à la page suivante influent sur les prix moyens réalisés pour le pétrole brut, les liquides de gaz naturel (LGN), le gaz naturel et les produits pétroliers tels qu'ils figurent dans le tableau à la page 15.

Au troisième trimestre de 2005, le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 61,54 \$ US/baril (b), en hausse de 48 % par rapport à 41,54 \$ US/b au troisième trimestre de 2004. Durant la même période de 2005, la valeur du dollar canadien a été en moyenne de 0,83 \$ US, en hausse de 9 % par rapport à 0,77 \$ US au troisième trimestre de 2004. L'incidence nette de ces deux variations a été une augmentation de 32 % des prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada pour le pétrole brut et les liquides à l'échelle de l'entreprise, le prix moyen étant passé de 52,43 \$/b au troisième trimestre de 2004 à 69,01 \$/b au troisième trimestre de 2005.

Parallèlement à la hausse des prix internationaux et canadiens pour le brut léger, les écarts de prix entre les bruts légers et lourds ont continué d'augmenter, tant au niveau international qu'au Canada. Au troisième trimestre, l'écart de prix entre le Brent daté et le Maya mexicain est passé à 13,96 \$ US/b, comparativement à 9,25 \$ US/b au troisième trimestre de 2004. Au Canada, l'écart de prix entre le Edmonton Light et le Lloydminster Blend est passé à 23,27 \$/b au troisième trimestre de 2005, comparativement à 16,42 \$/b au troisième trimestre de 2004.

Au troisième trimestre de 2005, les prix du gaz naturel au centre Henry ont été en moyenne de 8,25 \$ US/million de BTU, comparativement à 5,84 \$ US/million de BTU au troisième trimestre de 2004. Durant la même période, les prix du gaz naturel au centre AECO ont été en moyenne de 8,52 \$/millier de pieds cubes (pi^3), en hausse de 23 % par rapport à 6,95 \$/millier de pi^3 au troisième trimestre de 2004. Les prix en dollars canadiens réalisés par le secteur du Gaz naturel nord-américain de Petro-Canada ont été en moyenne de 8,22 \$/millier de pi^3 au troisième trimestre de 2005, comparativement à 6,60 \$/millier de pi^3 au troisième trimestre de 2004.

Les ouragans Katrina et Rita ont eu un impact considérable sur la capacité de raffinage dans la région de la côte américaine du golfe du Mexique au troisième trimestre, entraînant une tendance haussière des marges de craquage à l'échelle de toute l'industrie. La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 14,43 \$ US/b, soit plus du double de la marge de 6,74 \$ US/b affichée pour le troisième trimestre de 2004. Des pressions concurrentielles sur le marché de détail et la réaction des consommateurs face aux prix accrus ont continué à réduire les marges de commercialisation durant le trimestre.

Les prix moyens du marché pour les trois mois et les neuf mois terminés le 30 septembre ont été les suivants :

<i>(moyenne pour la période)</i>	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Brent daté à Sullom Voe – en \$ US/baril	61,54	41,54	53,54	36,28
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing – en \$ US/b	63,19	43,88	55,40	39,12
Écart de prix FAB Brent daté/Maya – en \$ US/baril	13,96	9,25	13,48	7,10
Edmonton Light – en \$ CA/baril	76,90	56,50	68,39	51,03
Écart de prix FAB Edmonton Light/Lloydminster Blend – en \$ CA/baril	23,27	16,42	25,14	14,85
Gaz naturel au centre Henry – en \$ US/million de BTU	8,25	5,84	7,12	5,83
Gaz naturel au centre AECO – en \$ CA/millier de pi ³	8,52	6,95	7,73	6,98
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York – en \$ US/baril	14,43	6,74	9,62	7,53
Taux de change – en cents US/\$ CA	83,2	76,5	81,7	75,3

Le tableau ci-dessous illustre les incidences après impôts estimatives que la variation de certains facteurs aurait pu avoir, si elle avait eu lieu, sur le bénéfice net de Petro-Canada en 2004. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Facteur ^{(1), (2)}	Variation (+)	Incidence sur le bénéfice net annuel (en millions \$)	Incidence sur le bénéfice net annuel (en \$/action) ⁽³⁾
Amont			
Prix réalisé pour le pétrole brut et les LGN ⁽⁴⁾	1,00 \$/b	45	0,09
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 \$/millier de pi ³	33	0,06
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence sur le bénéfice d'exploitation tiré des activités d'amont ⁽⁵⁾	0,01 \$	(22)	(0,04)
Production de pétrole et de LGN	1 000 b/j	5	0,01
Production de gaz naturel	10 millions de pi ³ /j	9	0,02
Aval			
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York	0,10 \$ US/b	4	0,01
Écart de prix entre le brut léger et le brut lourd	1,00 \$/b	11	0,02
Société			
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains ⁽⁶⁾	0,01 \$	9	0,02

(1) L'incidence de la variation d'un facteur peut être amplifiée ou amoindrie par les variations d'autres facteurs. Ce tableau ne tient pas compte des effets de l'interdépendance des facteurs.

(2) L'incidence de ces facteurs est donnée à titre indicatif.

(3) Les montants par action sont indiqués sur une base ex-dividende en actions.

(4) Ce facteur d'influence est basé sur une variation équivalente du prix des pétroles WTI et Brent daté et exclut l'incidence des contrats dérivés associés à Buzzard.

(5) Un raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur le bénéfice tiré des activités d'amont.

(6) Un raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence positive sur le bénéfice de la Société. L'incidence fait référence aux gains ou aux pertes sur une tranche de 869 millions \$ US de la dette à long terme de la Société libellée en dollars américains et aux intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains. Les gains ou les pertes sur une tranche de 1 milliard \$ US de la dette à long terme de la Société libellée en dollars américains associée au secteur International autonome et aux activités du secteur du Gaz naturel nord-américain dans les Rocheuses américaines sont reportés et inclus dans l'avoir des actionnaires.

ANALYSE DU BÉNÉFICE ET DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Analyse du bénéfice

<i>(en millions \$, sauf les montants par action) ⁽¹⁾</i>	Trois mois terminés le 30 septembre				Neuf mois terminés le 30 septembre			
	2005	(\$/action)	2004	(\$/action)	2005	(\$/action)	2004	(\$/action)
Bénéfice net	614 \$	1,19 \$	410 \$	0,77 \$	1 077 \$	2,07 \$	1 316 \$	2,47 \$
Conversion de devises	74		54		78		20	
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(85)		(107)		(569)		(164)	
Gain à la vente d'éléments d'actif	7		2		16		11	
Bénéfice d'exploitation	618	1,19	461	0,87	1 552	2,99	1 449	2,72
Rémunération à base d'actions	(35)		(7)		(57)		(10)	
Suppléments de primes d'assurance ⁽²⁾	(11)		–		(46)		–	
Coûts de fermeture de la raffinerie d'Oakville	3		(9)		2		(35)	
Ajustement d'impôt	–		–		–		13	
Indemnités d'assurance pour Terra Nova	2		–		2		31	
Bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels	659 \$	1,27 \$	477 \$	0,90 \$	1 651 \$	3,18 \$	1 450 \$	2,73 \$

(1) Les montants par action sont indiqués sur une base ex-dividende en actions.

(2) Les suppléments de primes d'assurance comprennent des charges à payer et des suppléments au titre des polices de Oil Insurance Ltd. (OIL) et de sEnergy Insurance Ltd. OIL est une mutuelle d'assurance ayant été créée pour assurer les risques catastrophiques. sEnergy Insurance Ltd. est un fournisseur d'assurance pertes d'exploitation et d'assurance complémentaire des biens au secteur de l'énergie.

La conversion de devises reflète les gains ou les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains qui ne sont pas associés au secteur International autonome ni aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur du Gaz naturel nord-américain. En juin 2004, dans le cadre de son acquisition d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord, la Société a conclu des contrats dérivés portant sur la moitié de sa quote-part de la production estimative pour les trois premières années et demie. Les gains ou les pertes non réalisés à l'évaluation à la valeur du marché des contrats associés à Buzzard sont comptabilisés chaque trimestre, car ces opérations ne sont pas admissibles pour l'instant à la comptabilité de couverture.

Variations du bénéfice

Le bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, a été de 659 millions \$ (1,27 \$/action) au troisième trimestre de 2005, comparativement à 477 millions \$ (0,90 \$/action) au troisième trimestre de 2004. La hausse du bénéfice du troisième trimestre reflète les prix réalisés plus élevés pour les marchandises, ainsi que les marges d'aval plus favorables, contrebalancés en partie par les volumes d'amont moins importants, les coûts d'exploitation accrus et l'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevé.

Le bénéfice d'exploitation du troisième trimestre de 2005 comprend un certain nombre d'éléments inhabituels : une charge de 35 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur du marché de la rémunération à base d'actions; des suppléments de primes d'assurance de 11 millions \$; une reprise sur réduction de valeur de 3 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada; et des indemnités d'assurance de 2 millions \$ liées au démarrage retardé de Terra Nova. Ces suppléments de primes d'assurance ont été constatés dans les coûts d'exploitation et représentent la quote-part de la Société à l'égard des paiements à verser à la mutuelle d'assurance OIL liée à l'ouragan Katrina. Le bénéfice d'exploitation du troisième trimestre de 2004 comprend deux éléments inhabituels : une charge de 7 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur du marché de la rémunération à base d'actions; et une charge de 9 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada.

Le bénéfice d'exploitation consolidé pour les neuf premiers mois, ajusté en fonction des éléments inhabituels, a été de 1 651 millions \$ (3,18 \$/action), comparativement à 1 450 millions \$ (2,73 \$/action) à la même période de 2004. Les prix réalisés plus élevés pour les marchandises ainsi que les marges d'aval plus favorables ont été contrebalancés par les volumes d'amont moins importants, les coûts d'exploitation et d'exploration accrus et le dollar canadien plus fort.

Au cours du troisième trimestre de 2005, les flux de trésorerie ont été de 1 063 millions \$ (2,05 \$/action), en hausse par rapport à 869 millions \$ (1,63 \$/action) au même trimestre de 2004. Les flux de trésorerie consolidés pour les neuf premiers mois ont été de 2 851 millions \$ (5,49 \$/action), comparativement à 2 622 millions \$ (4,93 \$/action) à la même période de 2004. L'augmentation des flux de trésorerie reflète le bénéfice d'exploitation plus important.

AMONT

Production

Petro-Canada convertit les volumes de gaz en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 p³ de gaz en un baril de pétrole. Les volumes de production déclarés représentent la participation directe de la Société avant redevances, à moins d'indication contraire.

Au troisième trimestre de 2005, la production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel s'est chiffrée en moyenne à 422 000 bep/j, comparativement à 435 700 bep/j au troisième trimestre de 2004. Une hausse de la production provenant des Sables pétrolifères et des Rocheuses américaines a été plus qu'annulée par l'incidence d'une révision planifiée à Terra Nova et l'épuisement normal de la production en Syrie et dans l'Ouest du Canada.

Gaz naturel nord-américain

La production cumulative du secteur du Gaz naturel nord-américain, à 763 millions de pi³ équivalent gaz/j, est en bonne voie d'atteindre l'objectif fixé pour l'exercice, grâce à des opérations fructueuses tant dans les Rocheuses américaines que dans l'Ouest du Canada.

Au troisième trimestre de 2005, le secteur du Gaz naturel nord-américain a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 157 millions \$, comparativement à 117 millions \$ au troisième trimestre de 2004. La hausse des prix réalisés et l'ajout de production dans les Rocheuses américaines ont été annulées partiellement par la baisse des volumes dans l'Ouest du Canada, de même que par une augmentation des coûts d'exploitation et de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement. Les coûts d'exploitation accrus au troisième trimestre de 2005 sont principalement attribuables à des pressions accrues sur les coûts à l'échelle de l'industrie.

Le secteur du Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice net de 156 millions \$, en hausse par rapport à 117 millions \$ au troisième trimestre de 2004. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2005 comprend une charge de 1 million \$ liée à un supplément de primes d'assurance.

Les prix du gaz naturel vendu comme marchandise sont demeurés élevés au troisième trimestre de 2005. Les prix réalisés pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada ont été en moyenne de 8,33 \$/millier de pi³, en hausse par rapport à 6,62 \$/millier de pi³ au même trimestre de 2004. Les prix réalisés pour le gaz naturel des Rocheuses américaines, une fois convertis en dollars canadiens, ont été en moyenne de 6,51 \$/millier de pi³ au troisième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 6,09 \$/millier de pi³ au même trimestre de 2004.

Au troisième trimestre de 2005, la production du secteur du Gaz naturel nord-américain s'est chiffrée en moyenne à 750 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j, comparativement à 784 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j au cours de la même période l'an dernier. Les reculs dans l'Ouest du Canada ont plus qu'annulé l'augmentation de la production tirée des activités dans les Rocheuses américaines. Les activités de maintenance planifiées aux installations de traitement de gaz naturel exploitées par Petro-Canada se sont déroulées comme prévu, réduisant la production d'environ 10 millions de pi³/j au troisième trimestre, et sont terminées pour cette année. Les activités de maintenance prévues dans les usines à gaz exploitées par des partenaires devraient réduire la production du quatrième trimestre d'environ 6 millions de pi³/j.

La production dans les Rocheuses américaines s'est chiffrée en moyenne à 52 millions de pi³ équivalent gaz/j au troisième trimestre de 2005. L'objectif de forer 260 puits exploités en 2005, comparativement à 148 en 2004, est en voie d'être atteint. De plus, Petro-Canada prévoit obtenir au moins 450 permis pour de nouveaux puits de méthane de houille en 2005, 370 permis ayant été approuvés par les organismes de réglementation et 280 demandes ayant été soumises en vue de leur approbation. La plupart des nouveaux puits sont à l'étape de l'assèchement et la nouvelle production de gaz devrait débiter l'an prochain. L'objectif est de doubler la production à 100 millions de pi³ équivalent gaz/j d'ici 2007.

Pétrole de la côte Est

Une révision planifiée de 40 jours à Terra Nova a été réalisée conformément au calendrier et au budget prévus et la production a repris au début d'octobre. La production de White Rose devrait être mise en service d'ici la fin de l'année.

Au troisième trimestre de 2005, le secteur du Pétrole de la côte Est a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 220 millions \$, en hausse de 16 % par rapport à 190 millions \$ au troisième trimestre de 2004. L'augmentation des prix réalisés a été annulée partiellement par une diminution de la production et un prélèvement moins important sur les stocks, comparativement au troisième trimestre de 2004.

Le secteur du Pétrole de la côte Est a enregistré un bénéfice net de 218 millions \$, en hausse par rapport à 190 millions \$ au troisième trimestre de 2004. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2005 comprend une charge de 4 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance et des indemnités d'assurance de 2 millions \$ liées au démarrage retardé de Terra Nova.

Au troisième trimestre de 2005, les prix moyens réalisés par le secteur du Pétrole de la côte Est pour le pétrole brut ont été de 73,37 \$/b, comparativement à 54,43 \$/b au troisième trimestre de 2004.

Au troisième trimestre de 2005, la production du secteur du Pétrole de la côte Est s'est chiffrée en moyenne à 64 700 b/j, comparativement à 71 500 b/j au cours de la même période de 2004. La production de Terra Nova au troisième trimestre s'est chiffrée en moyenne à 27 300 b/j, comparativement à 30 200 b/j au troisième trimestre de 2004. La production a fléchi en raison de la révision planifiée de 40 jours à Terra Nova. Hibernia a maintenu une fiabilité élevée et la production s'est chiffrée en moyenne à 37 400 b/j au troisième trimestre de 2005. Durant le même trimestre de 2004, la production d'Hibernia a été en moyenne de 41 300 b/j, reflétant une fiabilité exceptionnelle.

Révisions planifiées

La révision à Terra Nova s'est achevée avec succès en octobre 2005. La révision a inclus des inspections réglementaires de l'équipement et des modifications visant à améliorer la fiabilité des systèmes de compression et d'injection de gaz. Petro-Canada adopte une démarche graduelle pour atteindre un taux de fiabilité du premier quartile à Terra Nova, une deuxième phase d'améliorations devant avoir lieu durant une révision prolongée en 2006. La révision de 2006 en est aux étapes de planification et doit être étudiée et approuvée par les gouvernements, les organismes de réglementation et les partenaires avant d'être finalisée. Le plan de révision actuel prévoit la mise en cale sèche du navire Terra Nova pour la réalisation de travaux requis à des fins de certification et de conformité réglementaire, pour l'achèvement des améliorations à la fiabilité du système de compression de gaz et pour des modifications qui permettront d'accueillir un équipage plus important pour la maintenance permanente. À ce moment-ci, on prévoit que la révision durera au total entre 70 et 90 jours.

Une révision de deux jours à Hibernia a été réalisée avec succès au troisième trimestre de 2005.

Taux de redevances de Terra Nova

Tel que prévu, les paiements de redevances à Terra Nova augmenteront vers la fin l'année, conformément au régime de redevances provincial fondé sur la rentabilité. On s'attend à ce qu'à compter du quatrième trimestre de 2005, Terra Nova soit assujettie au régime de redevances supplémentaires. Ce changement aura pour effet de porter les redevances de 5 % des produits d'exploitation bruts à l'équivalent d'environ 24 % à 28 % des produits d'exploitation bruts.

Autres projets

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) pour le projet White Rose fait actuellement l'objet de travaux de raccordement et de mise en service en mer à l'emplacement du champ pétrolifère White Rose, travaux qui continuent de progresser conformément au budget et au calendrier prévus en vue d'un démarrage vers la fin de l'année. Lorsque l'installation sera entièrement opérationnelle, White Rose devrait rapporter à Petro-Canada une production de pointe moyenne nette de 25 000 b/j.

La mise en valeur du réservoir Far East, qui est une extension du champ Terra Nova, a été approuvée par l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (OCTLHE). Le premier puits de production dans ce réservoir est en cours de forage et devrait être mis en service à la fin de 2005 ou au début de 2006. On s'attend à récupérer du réservoir Far East des ressources approximatives de 40 millions de barils sur la durée de vie estimative du champ Terra Nova.

Sables pétrolifères

Les prix records et la production fiable à MacKay River ont contribué à un solide trimestre. Les avancés stratégiques dans ce secteur comprennent notamment l'ajout d'un partenaire minier pour le projet Fort Hills.

Le secteur des Sables pétrolifères a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 83 millions \$ au troisième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 51 millions \$ au troisième trimestre de 2004. La hausse des prix réalisés et de la production a été annulée en partie par une augmentation des coûts d'exploitation et de la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement.

Les coûts d'exploitation accrus s'expliquent principalement par la rémunération au rendement à Syncrude et la hausse des coûts du gaz naturel. L'amortissement pour dépréciation et épuisement accru est attribuable aux acquisitions de Fort Hills et de Dover.

Au troisième trimestre de 2005, le secteur des Sables pétrolifères a enregistré un bénéfice net de 85 millions \$, en hausse par rapport à un bénéfice net de 51 millions \$ au troisième trimestre de 2004. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2005 comprend une charge de 1 million \$ liée à un supplément de primes d'assurance et un gain de 3 millions \$ à la vente d'éléments d'actif.

La production de Syncrude a été moins élevée en raison de la révision planifiée à l'unité de distillation sous vide, qui a débuté vers la fin du trimestre et durera 52 jours. La production s'est chiffrée en moyenne à 28 600 b/j au troisième trimestre de 2005, comparativement à 29 200 b/j au troisième trimestre de 2004. La révision progresse conformément au calendrier et au budget prévus et devrait s'achever en novembre. En septembre, Syncrude a augmenté son évaluation des coûts pour l'achèvement de la troisième phase d'agrandissement de 2 %, la portant à 8,3 milliards \$ par rapport à 8,1 milliards \$. Les prix réalisés par Syncrude ont été en moyenne de 77,16 \$/b, en hausse par rapport à 54,81 \$/b au troisième trimestre de 2004. Un certain nombre de révisions planifiées sont prévues au quatrième trimestre de 2005 pour le raccordement de plusieurs unités aux installations de la troisième phase d'agrandissement. Ces révisions n'auront pas d'incidence sur la production. Les installations de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude devraient être mises en service vers le milieu de 2006. Au début de 2006, les paiements de redevances à Syncrude devraient passer de 1 % des produits bruts d'exploitation à 25 % des produits nets d'exploitation.

Les prix records du bitume et la production fiable à MacKay River ont contribué à un solide trimestre. La fiabilité à MacKay River durant le troisième trimestre a dépassé 99 %, par rapport à 88 % à la même période de 2004. La production s'est chiffrée en moyenne à 23 500 b/j au troisième trimestre, en hausse par rapport à 16 200 b/j à la même période de 2004. Les travaux visant à raccorder un nouvel emplacement de puits se poursuivront jusqu'à la fin de l'année, contribuant à une production prévue de 27 000 b/j à 30 000 b/j d'ici la fin de 2006. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River ont été en moyenne de 31,98 \$/b au troisième trimestre de 2005, comparativement à 25,15 \$/b au troisième trimestre de 2004.

Fort Hills

Le 6 septembre 2005, Petro-Canada et UTS Energy Corporation (UTS) ont conclu un accord avec Teck Cominco Limited (Teck Cominco) permettant à Teck Cominco d'acquérir une participation de 15 % dans le projet de sables pétrolifères Fort Hills. Petro-Canada demeurera l'exploitant du projet avec une participation de 55 % et UTS détiendra une participation de 30 %. Teck Cominco acquerra une participation de 15 % dans Fort Hills et paiera pour sa participation en finançant les dépenses en immobilisations futures de Petro-Canada et d'UTS à hauteur de 475 millions \$. Toutes les transactions sont assujetties aux approbations gouvernementales et réglementaires applicables et devraient être conclues d'ici la fin de l'année. Petro-Canada a entrepris la première phase des travaux d'ingénierie et d'évaluation des options pour les installations minières, d'extraction et de valorisation. Petro-Canada prévoit être en mesure d'entreprendre la préparation du rapport de base qui établira les principaux paramètres de conception de même qu'un échéancier de projet plus détaillé au début du premier trimestre de 2006.

International

Les niveaux élevés des prix et de la production ont conduit à un solide trimestre sur le plan financier et opérationnel, tandis que les perspectives de croissance ont progressé dans chacune des trois régions.

Le secteur International a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 127 millions \$ au troisième trimestre de 2005, comparativement à 93 millions \$ au troisième trimestre de 2004. L'accroissement des prix réalisés pour les marchandises a été annulé en partie par un repli de la production, principalement dans la région de

l'Afrique du Nord et du Proche-Orient, de même que par des taux d'enlèvement plus bas.

Au troisième trimestre de 2005, le secteur International a enregistré un bénéfice net de 40 millions \$, comparativement à une perte nette de 14 millions \$ au troisième trimestre de 2004. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2005 comprend une perte non réalisée de 85 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et une charge de 2 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance. Le bénéfice net au troisième trimestre de 2004 comprend une perte non réalisée de 107 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard.

Les prix réalisés par le secteur International pour les marchandises sont demeurés élevés au cours du troisième trimestre de 2005. Les prix réalisés pour le pétrole brut et les LGN ont été en moyenne de 71,63 \$/b, comparativement à 54,13 \$/b à la même période de 2004. Les prix réalisés pour le gaz naturel ont été en moyenne de 6,71 \$/millier de pi³ au troisième trimestre de 2005, comparativement à 4,98 \$/millier de pi³ à la même période l'an dernier.

Au cours du troisième trimestre, la production du secteur International s'est chiffrée en moyenne à 180 200 bep/j, comparativement à 188 100 bep/j au troisième trimestre de 2004. Ce recul est principalement attribuable à la production moindre en mer du Nord et en Syrie. La production du secteur International pour l'exercice complet devrait être supérieure aux niveaux prévus.

Nord-Ouest de l'Europe

La production du troisième trimestre s'est chiffrée en moyenne à 48 400 bep/j, en baisse par rapport à 49 700 bep/j à la même période l'an dernier. La production provenant du secteur britannique de la mer du Nord s'est chiffrée en moyenne à 35 400 bep/j au troisième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 31 900 bep/j à la même période l'an dernier. La production accrue est attribuable au démarrage du champ Pict, qui a ajouté 18 000 bep/j au troisième trimestre. Cette augmentation a été annulée en partie par la révision de la plateforme Scott qui s'est achevée en juillet 2005 et la révision à Triton qui s'est achevée en août 2005. Pict devrait produire en moyenne 15 000 bep/j d'ici le reste de l'année et 10 000 bep/j en 2006. La production provenant du secteur néerlandais de la mer du Nord s'est chiffrée en moyenne à 13 000 bep/j au troisième trimestre de 2005, comparativement à 17 800 bep/j au troisième trimestre de 2004. La baisse de la production aux Pays-Bas est attribuable à l'épuisement normal des champs.

Projet Buzzard

Le prochain champ de Petro-Canada à être mis en production dans le secteur britannique de la mer du Nord sera Buzzard, dans lequel la Société détient une participation de 29,9 %. La mise en valeur du champ Buzzard progresse, la construction étant achevée à plus de 80 %, et les travaux continuent de se dérouler conformément au calendrier et au budget prévus. Le programme estival d'installation en mer a été couronné de succès avec l'installation de trois treillis et du tablier des têtes de puits. Une portion substantielle de l'infrastructure sous-marine, dont les conduites d'écoulement de pétrole et de gaz, a été installée et les travaux de raccordement se poursuivront jusqu'en octobre. La construction des ponts de production et de services progresse également. Le champ devrait être mis en production vers la fin de 2006 et rapporter à Petro-Canada une production de pointe nette de 60 000 bep/j.

Autres projets

Aux Pays-Bas, la mise en valeur des champs De Ruyter et L5b-C progresse conformément au calendrier et au budget prévus. De Ruyter, un projet exploité par Petro-Canada, devrait être mis en service vers la fin de 2006 et atteindre une production de pointe de 10 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada. Le champ L5b-C, un petit actif exploité par un tiers, devrait être mis en service vers la fin de 2006 et rapporter à Petro-Canada une production de pointe nette de plus de 3 000 bep/j.

Petro-Canada s'est vue octroyer huit blocs sur le plateau continental du Royaume-Uni dans le cadre de la 23^e ronde d'octroi de licences. Ces blocs sont situés dans le Moray Firth, dans les environs du champ Buzzard, et s'harmonisent avec la stratégie du secteur visant la mise sur pied d'un programme d'exploration équilibré. Petro-Canada est l'exploitant de ces blocs, dans lesquels elle détient actuellement une participation directe de 90 %. Le programme de travaux intégral pour ces blocs comprend un engagement de forer quatre puits, ainsi que l'acquisition et le retraitement de données sismiques.

Afrique du Nord et Proche-Orient

La production en Afrique du Nord et au Proche-Orient s'est chiffrée en moyenne à 119 800 bep/j au troisième trimestre de 2005, en baisse par rapport à 126 100 bep/j au même trimestre de 2004. La production en Libye s'est chiffrée en moyenne

à 50 400 b/j, comparativement à 50 500 b/j au troisième trimestre de 2004. Les dommages à l'équipement de traitement causés par un incendie ont été réparés et la production libyenne a repris à plein régime en juillet 2005. La production en Syrie s'est chiffrée en moyenne à 69 400 bep/j, en baisse par rapport à 75 100 bep/j en raison de l'épuisement normal des champs existants arrivés à maturité.

Au cours du troisième trimestre, les activités d'exploration se sont poursuivies dans la région de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient. En Syrie, le programme d'exploration dans le bloc II a progressé, une campagne sismique 3D a été menée à bien et une campagne sismique 2D est en cours. En Algérie, une campagne sismique 3D a été menée à bien dans le bloc Zotti. En Tunisie, la Société procédera au forage d'un puits d'exploration extracôtier au quatrième trimestre de 2005.

Dans le cadre de son processus continu de gestion du portefeuille, Petro-Canada étudie des options pour ses éléments d'actif d'Al Furat en Syrie. En septembre 2005, Petro-Canada a ouvert une salle de documentation. Une décision au sujet d'un dessaisissement éventuel de ces éléments d'actif devrait être prise vers la fin de l'année.

Nord de l'Amérique latine

La production de gaz au large de Trinité s'est chiffrée en moyenne à 72 millions de pi³/j au troisième trimestre de 2005, comparativement à 74 millions de pi³/j au troisième trimestre de 2004.

Les travaux relatifs aux blocs d'exploration extracôtiers 1a, 1b et 22 à Trinité ont progressé avec la préparation et la réalisation de deux campagnes sismiques, une dans les blocs 1a et 1b au troisième trimestre et l'autre dans le bloc 22 qui devrait débiter au quatrième trimestre. Ces blocs couvrent une superficie de 4 258 kilomètres carrés et quatre découvertes ont été faites dans le bloc 1a. La Société prévoit investir plus de 100 millions \$ dans la première phase d'exploration, qui prévoit une campagne sismique 3D et le forage de six puits d'exploration.

Le 30 septembre 2005, une déclaration de viabilité commerciale a été déposée pour le projet La Ceiba au Venezuela. Petro-Canada et son partenaire, Exxon Mobil Corporation, prévoient déposer un plan de mise en valeur provisoire d'ici la fin de l'année.

AVAL

L'amélioration substantielle des marges de craquage des raffineries, la fiabilité élevée et les écarts de prix plus importants entre le brut léger et le brut lourd ont contribué à une augmentation du bénéfice du secteur Aval. Le segment de la commercialisation du secteur Aval a continué d'éprouver des difficultés à couvrir les coûts accrus des charges d'alimentation de pétrole brut.

Le secteur Aval a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments non récurrents et inhabituels, de 98 millions \$ au troisième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 49 millions \$ au même trimestre de 2004. L'augmentation du bénéfice d'exploitation reflète les marges de craquage plus élevées pour l'essence et les distillats et la fiabilité améliorée à la raffinerie de Montréal. Ces gains ont été annulés en partie par la hausse des coûts d'exploitation principalement attribuable aux arrêts dans les raffineries, par la diminution des volumes de ventes, par la diminution des marges sur les bitumes et les mazout lourds et par la concurrence vive et soutenue sur le marché de détail.

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 102 millions \$ au troisième trimestre, comparativement à un bénéfice net de 42 millions \$ au même trimestre de 2004. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2005 comprend une charge de 3 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance, une charge de 3 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada et un gain de 4 millions \$ à la vente d'éléments d'actif. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2004 comprend une charge de 9 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada et un gain de 2 millions \$ à la vente d'éléments d'actif.

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 14,43 \$ US/b au troisième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 6,74 \$ US/b au troisième trimestre de 2004. L'écart de prix moyen entre le brut léger et le brut lourd au niveau international s'est accentué, passant à 13,96 \$ US/b au troisième trimestre de 2005, par rapport à 9,25 \$ US/b en 2004.

Au troisième trimestre de 2005, les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont diminué de 7 % par rapport à la même période l'an dernier. Les volumes moindres sont surtout attribuables aux ventes inférieures de bitume, de mazout lourd et de carburéacteur à la suite du regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada.

Le segment du raffinage et de l'approvisionnement a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 101 millions \$ au troisième trimestre de 2005, comparativement à 42 millions \$ au même trimestre de 2004.

Les résultats reflètent les marges de craquage plus élevées et les écarts de prix plus importants entre le brut léger et le brut lourd, contrebalancés en partie par les marges plus faibles sur le bitume et le mazout lourd.

Le segment de la commercialisation a subi une perte d'exploitation, ajustée en fonction des éléments inhabituels, de 3 millions \$ au troisième trimestre de 2005, comparativement à un bénéfice de 7 millions \$ au même trimestre de 2004. Les marges de commercialisation ont continué de refléter les effets de la tendance haussière des coûts du pétrole brut et des produits et de la vive concurrence dans plusieurs marchés clés.

Activités de révision dans le secteur Aval

En septembre, la raffinerie de Montréal a entrepris une révision de 35 jours de son unité d'hydrocraquage, révision qui devrait s'achever au début du quatrième trimestre. La révision précédemment annoncée de 33 jours à l'usine de lubrifiants de Mississauga a été reportée du troisième trimestre au quatrième trimestre, ce qui permettra la réalisation d'activités additionnelles durant l'arrêt.

Conversion de la raffinerie d'Edmonton

Le Conseil d'administration de Petro-Canada a récemment approuvé un budget de 1,6 milliard \$ pour la dernière phase du projet visant à convertir la raffinerie d'Edmonton afin qu'elle traite exclusivement une charge d'alimentation provenant de sables pétrolifères. Les coûts, fondés sur la réalisation d'un avant-projet sommaire, sont en hausse par rapport à l'estimation conceptuelle originale de 1,2 milliard \$. L'augmentation reflète une évaluation plus actuelle des exigences d'intégration de la raffinerie et des pressions sur les coûts à l'échelle de l'industrie. Les aspects économiques du projet demeurent favorables car l'accroissement prévu des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd devraient compenser l'augmentation des dépenses en immobilisations.

SOCIÉTÉ

Les Services partagés ont enregistré un bénéfice net de 13 millions \$ au troisième trimestre de 2005, comparativement à un bénéfice net de 24 millions \$ à la même période de 2004. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2005 comprend une charge de 35 millions \$ à l'évaluation à la valeur du marché de la rémunération à base d'actions et un gain de 74 millions \$ à la conversion de devises lié à la dette à long terme. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2004 comprend une charge de 7 millions \$ à l'évaluation à la valeur du marché de la rémunération à base d'actions et un gain de 54 millions \$ à la conversion de devises lié à la dette à long terme.

Les intérêts débiteurs au troisième trimestre de 2005 ont été de 39 millions \$ avant impôts, en hausse par rapport à 33 millions \$ un an plus tôt en raison des niveaux de dette plus importants.

Les flux de trésorerie ont subi l'incidence de deux éléments qui occasionnent typiquement des différences entre le bénéfice et les flux de trésorerie. Les reports d'impôts attribuables à la société en nom collectif de Petro-Canada dans le secteur Amont ont entraîné une augmentation d'environ 70 millions \$ des flux de trésorerie durant le trimestre, comparativement à une diminution de 35 millions \$ à la même période l'an dernier. La méthode d'évaluation des stocks prescrite aux fins de l'impôt dans le secteur Aval a entraîné une diminution d'environ 43 millions \$ des flux de trésorerie du troisième trimestre, comparativement à une diminution de 36 millions \$ en 2004.

Activités touchant les actionnaires

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités (OPRCNA)

Les utilisations prioritaires de l'encaisse de Petro-Canada servent à financer le programme d'immobilisations et les occasions de croissance rentables et de rendre de l'argent aux actionnaires par l'intermédiaire de dividendes et du programme de rachat d'actions. Au cours du troisième trimestre de 2005, Petro-Canada a acheté un total de 2 400 000 actions ordinaires à un prix moyen de 47,97 \$/action, pour un coût total d'environ 115 millions \$. À ce jour cette année en vertu de l'OPRCNA, la Société a acheté un total de 6 333 400 actions ordinaires à un prix moyen de 40,65 \$/action pour un coût total d'environ 257 millions \$. Petro-Canada a renouvelé son OPRCNA visant le rachat de ses actions ordinaires pour la période du 22 juin 2005 au 21 juin 2006, ce qui autorise la Société à racheter jusqu'à 5 % des actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions. Les données relatives aux actions sont indiquées sur une base ex-dividende en actions.

Dividende en actions

Le 26 juillet 2005, le Conseil d'administration a déclaré un dividende en actions qui constitue dans les faits un fractionnement des actions à raison de deux pour une. Le dividende en actions était payable le 14 septembre 2005 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux le 3 septembre 2005, une action ordinaire additionnelle étant émise pour chaque action ordinaire en circulation détenue.

Augmentation de 33 % du dividende

À compter du dividende du quatrième trimestre payé le 1^{er} octobre 2005, la Société a augmenté le dividende trimestriel de 33 %; soit de 0,15 \$/action à 0,20 \$/action, compte non tenu du dividende en actions (0,10 \$/action sur une base ex-dividende en actions). Petro-Canada revoit régulièrement sa stratégie en matière de dividendes afin de s'assurer que sa politique de dividendes est alignée sur les attentes des actionnaires et sur les objectifs financiers et de croissance.

Modifications de conventions comptables

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2005, la Société a modifié la présentation des flux de trésorerie dans l'état des flux de trésorerie consolidés, conformément à de récentes interprétations de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis. Auparavant, tous les frais d'exploration étaient classés en tant qu'activités d'investissement. Avec la modification, les coûts d'administration, de même que les frais d'exploration géologique et géophysique, sont traités comme une réduction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Toutes les périodes antérieures ont été retraitées de façon à refléter cette modification. La modification a entraîné une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de 26 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 septembre 2005.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les facilités de crédit consortiales consenties de Petro-Canada totalisaient 1 500 millions \$ à la fin du trimestre. La Société disposait également de facilités de crédit à vue bilatérales de 419 millions \$. Au 30 septembre 2005, un montant total de 1 212 millions \$ était prélevé sur les facilités de crédit pour des lettres de crédit et la couverture de découverts. Les facilités consortiales procurent aussi un concours de trésorerie appuyant le programme de papier commercial de Petro-Canada.

Les titres d'emprunt à long terme non garantis de la Société sont cotés Baa2 par Moody's Investors Service, BBB par Standard & Poor's et A (bas) par Dominion Bond Rating Service. Les cotes de crédit à long terme de la Société demeurent inchangées par rapport à la fin de l'exercice 2004.

Les espèces et quasi-espèces de Petro-Canada totalisaient 391 millions \$ au 30 septembre 2005, comparativement à 170 millions \$ au 31 décembre 2004.

En excluant les espèces et quasi-espèces, les effets à payer à court terme et la tranche à court terme de la dette à long terme, le fonds de roulement déficitaire était de 470 millions \$ à la fin du troisième trimestre, comparativement à un fonds de roulement déficitaire de 777 millions \$ au 31 décembre 2004. Le fonds de roulement déficitaire a diminué surtout en raison d'une augmentation des comptes débiteurs, contrebalancée partiellement par une augmentation des comptes créditeurs.

La Société est partie à certains contrats de concessionnaire des ventes au détail qui se qualifient en tant qu'entités à détenteurs de droits variables, telles qu'elles sont décrites à la Note 17 complémentaire aux états financiers consolidés au 30 septembre 2005. Ces entités ne sont pas consolidées, parce que la Société n'est pas le bénéficiaire principal et que l'exposition maximale de la Société aux pertes susceptibles de découler de ces contrats ne serait pas importante.

Les engagements et éventualités sont présentés à la Note 25 complémentaire aux états financiers consolidés annuels de 2004. Il n'y avait eu aucun changement important en ce qui concerne ces montants au 30 septembre 2005.

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion annuel 2004 de la Société. Entre le 30 juin et le 30 septembre 2005, les obligations contractuelles totales ont diminué d'environ 340 millions \$. La diminution est surtout attribuable à l'équivalent en dollars canadiens plus bas de la dette libellée en dollars américains, à la suite de l'appréciation du dollar canadien.

RISQUE

Contrats dérivés

Dans le cadre de son acquisition d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord, Petro-Canada a conclu une série de contrats dérivés liés à la vente future de pétrole brut Brent. Consécutivement à l'augmentation des prix du pétrole, les pertes non réalisées évaluées à la valeur du marché sur ces contrats associés à Buzzard ont augmenté de 85 millions \$ après impôts au troisième trimestre de 2005, comparativement à 107 millions \$ au troisième trimestre de 2004. Étant donné que le projet Buzzard n'est pas suffisamment avancé pour être admissible à la comptabilité de couverture, les gains ou les pertes non réalisés sont déclarés chaque trimestre.

Au 30 septembre 2005, il n'y avait pas eu de changement important des risques ou des activités de gestion des risques de la Société depuis le 31 décembre 2004. Les activités de gestion des risques de Petro-Canada sont menées conformément à des principes et à des lignes directrices établis par le Conseil d'administration. Les lecteurs devraient se reporter à la notice annuelle 2004 de Petro-Canada et à la section traitant de la gestion des risques dans le rapport de gestion annuel 2004.

INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT

Au 30 septembre 2005, 516,9 millions d'actions ordinaires de Petro-Canada étaient en circulation. En moyenne au troisième trimestre, ce nombre était de 518,1 millions d'actions, comparativement à une moyenne de 531,7 millions d'actions en circulation pour le trimestre terminé le 30 septembre 2004. Ces données relatives aux actions sont indiquées sur une base ex-dividende en actions.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 27 octobre 2005 à 9 h, heure de l'Est. Pour y participer, veuillez composer le 1 866 898-9626 ou le (416) 340-2216 à 8 h 55. Les médias sont invités à écouter la conférence en composant le 1 866 540-8136 ou le (416) 340-8010 et à poser des questions à la fin de la conférence. Les personnes qui sont dans l'impossibilité d'écouter la conférence en direct pourront en écouter un enregistrement environ une heure après la fin de la conférence en composant le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-5800 (numéro de code 3163113). La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Internet de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/fr/investor/9259.htm> le 27 octobre à 9 h, heure de l'Est. Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Internet environ une heure après la fin de celle-ci.

Notes juridiques – renseignements de nature prospective

Ce rapport trimestriel contient des déclarations prospectives. De telles déclarations se reconnaissent généralement à la terminologie utilisée, par exemple, « planifier », « prévoir », « avoir l'intention de », « s'attendre à », « estimer », « budgéter » ou d'autres expressions similaires. Ces déclarations prospectives comprennent, sans s'y limiter, des références aux dépenses en immobilisations et aux autres dépenses futures; aux plans de forage; aux activités de construction; au dépôt de plans de mise en valeur; aux activités sismiques; aux marges de raffinage; aux niveaux de production de pétrole et de gaz naturel et aux sources de croissance de ceux-ci; aux résultats des activités d'exploration et aux dates d'ici lesquelles certaines zones pourraient être mises en valeur ou en production; aux débits des établissements de détail; aux coûts préalables à la production et aux coûts d'exploitation; aux estimations des réserves; à la durée des réserves; à la capacité d'exporter du gaz naturel; et aux questions environnementales. Ces déclarations prospectives sont soumises à des risques et à des incertitudes connus et inconnus ainsi qu'à d'autres facteurs 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 telles déclarations. Ces facteurs comprennent, sans s'y limiter : les conditions générales de l'économie, des marchés et des affaires; la capacité de l'industrie; 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 effets des conditions météorologiques; les résultats des activités de forage d'exploration et de développement et des activités connexes; les fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change; la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements; les mesures prises par les autorités gouvernementales, y compris les hausses d'impôts et de taxes; les décisions ou les approbations de tribunaux administratifs; les modifications apportées aux règlements environnementaux et autres; les risques inhérents aux activités pétrolières et gazières; les taux de rendement prévus; et d'autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Petro-Canada. Ces facteurs sont discutés plus en détail dans les documents déposés par Petro-Canada auprès des commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes et de la SEC des États-Unis.

Les lecteurs sont prévenus que la liste de facteurs importants ci-dessus ayant une incidence sur les déclarations prospectives n'est pas exhaustive. De plus, les déclarations prospectives contenues aux présentes sont valables à la date de ce rapport trimestriel et Petro-Canada ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser les déclarations prospectives contenues aux présentes en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou d'autres motifs. Les déclarations prospectives contenues dans ce rapport sont présentées expressément sous réserve de cette mise en garde.

Le personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés de Petro-Canada produit les estimations des réserves utilisées par la Société. Le personnel et la direction responsables de l'évaluation des réserves ne sont pas considérés comme indépendants de la Société pour les fins des commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes. Petro-Canada a été exemptée 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, en vue d'assurer la comparabilité de l'information avec celle des sociétés émettrices américaines et internationales. Par conséquent, les données sur les réserves et les autres renseignements officiels de Petro-Canada en matière de pétrole et de gaz naturel sont présentés conformément aux exigences et aux pratiques des États-Unis en matière de présentation de l'information, qui peuvent différer des normes et des pratiques du Canada. Le terme baril équivalent pétrole (bep) utilisé dans ce rapport trimestriel peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit 6 000 pi³ 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.

La SEC autorise les sociétés pétrolières et gazières, dans les documents qu'elles déposent auprès de la SEC, à déclarer uniquement les réserves prouvées qu'une société a démontrées, à partir de la production réelle ou d'essais des couches concluants, comme pouvant être produites économiquement et légalement dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. L'utilisation de termes comme « probables », « possibles », « récupérables » ou « potentielles » pour qualifier les réserves et les ressources dans ce rapport n'est pas conforme aux lignes directrices de la SEC pour l'inclusion dans les documents déposés auprès de la SEC.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION
30 septembre 2005

	Trois mois terminés le		Neuf mois terminés le	
	30 septembre		30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	64,7	71,5	73,4	81,4
Sables pétrolifères	52,1	45,4	46,5	44,5
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	14,0	15,7	14,9	14,8
Nord-Ouest de l'Europe	38,7	36,6	33,1	42,3
Afrique du Nord/Proche-Orient	115,6	122,8	116,5	128,3
	285,1	292,0	284,4	311,3
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	666	690	674	686
Nord-Ouest de l'Europe	58	79	66	89
Afrique du Nord/Proche-Orient	25	20	26	20
Nord de l'Amérique latine	72	74	73	71
	821	863	839	866
Production totale ⁽²⁾ (en milliers de bep/j), nette avant redevances				
	422	436	424	456
Après redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	60,4	68,2	69,4	78,4
Sables pétrolifères	51,6	45,0	46,0	44,1
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	10,6	11,6	11,1	10,9
Nord-Ouest de l'Europe	38,0	36,6	32,6	42,3
Afrique du Nord/Proche-Orient	62,1	65,2	63,3	67,4
	222,7	226,6	222,4	243,1
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	527	521	522	521
Nord-Ouest de l'Europe	58	79	66	89
Afrique du Nord/Proche-Orient	4	2	4	3
Nord de l'Amérique latine	51	49	58	52
	640	651	650	665
Production totale ⁽²⁾ (en milliers de bep/j), nette après redevances				
	329	335	331	354
Ventes de produits pétroliers (en milliers de m ³ /j)				
Essences	25,5	25,8	24,7	24,9
Distillats	18,6	18,5	19,2	20,0
Divers, dont les produits pétrochimiques	9,5	13,2	8,9	12,1
	53,6	57,5	52,8	57,0
Pétrole brut traité par Petro-Canada (en milliers de m ³ /j)				
	39,7	51,0	41,1	49,3
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage) ⁽³⁾				
	98	103	95	99
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts (en cents/litre) ⁽⁴⁾				
	1,9	0,9	2,0	1,6

(1) Le Gaz naturel nord-américain inclut l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

(2) Les volumes de gaz naturel sont convertis selon un facteur de 6 000 pi³ de gaz en un baril de pétrole.

(3) Comprend la capacité de la raffinerie d'Oakville, ajustée au prorata de façon à refléter l'exploitation partielle de cette raffinerie avant sa fermeture permanente survenue le 11 avril 2005.

(4) Avant l'amortissement additionnel et les autres charges liées à la fermeture de la raffinerie d'Oakville.

PRIX MOYENS RÉALISÉS
30 septembre 2005

	Trois mois terminés le		Neuf mois terminés le	
	30 septembre		30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (<i>en \$/b</i>)				
Pétrole de la côte Est	73,37	54,43	62,75	47,85
Sables pétrolifères	56,78	44,23	47,07	40,32
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	65,51	49,72	58,22	44,92
Nord-Ouest de l'Europe	72,70	55,92	65,66	49,01
Afrique du Nord/Proche-Orient	71,27	53,60	63,55	46,92
Prix moyen – pétrole brut et liquides de gaz naturel	69,01	52,43	60,62	46,41
Gaz naturel (<i>en \$/millier de pi³</i>)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	8,22	6,60	7,38	6,66
Nord-Ouest de l'Europe	6,37	5,58	6,91	5,51
Afrique du Nord/Proche-Orient	6,95	5,35	6,22	4,88
Nord de l'Amérique latine	6,90	4,24	5,67	4,64
Prix moyen – gaz naturel	7,93	6,28	7,16	6,33

DONNÉES SUR LES ACTIONS ⁽²⁾
30 septembre 2005

	Trois mois terminés le		Neuf mois terminés le	
	30 septembre		30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (<i>en millions</i>)	518,1	531,7	519,2	532,0
Nombre moyen pondéré d'actions diluées en circulation (<i>en millions</i>)	525,4	538,8	526,2	539,0
Bénéfice net				
– de base (<i>en \$/action</i>)	1,19 \$	0,77 \$	2,07 \$	2,47 \$
– dilué (<i>en \$/action</i>)	1,17 \$	0,76 \$	2,05 \$	2,44 \$
Flux de trésorerie (<i>en \$/action</i>)	2,05 \$	1,63 \$	5,49 \$	4,93 \$
Dividendes (<i>en \$/action</i>)	0,08 \$	0,08 \$	0,23 \$	0,23 \$
Cours des actions ⁽³⁾				
– haut	50,80 \$	33,62 \$	50,80 \$	34,33 \$
– bas	40,33 \$	28,20 \$	29,51 \$	27,93 \$
– clôture au 30 septembre	48,66 \$	32,87 \$	48,66 \$	32,87 \$
Actions négociées ⁽⁴⁾ (<i>en millions</i>)	174,2	165,5	482,9	444,4

(1) Le Gaz naturel nord-américain comprend l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

(2) Les données relatives aux actions sont indiquées sur une base ex-dividende en actions.

(3) Les cours des actions sont ceux des actions négociées à la Bourse de Toronto et représentent le cour de clôture.

(4) Total des actions négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

30 septembre 2005

(non vérifiées, en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le		Neuf mois terminés le	
	30 septembre		30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	156 \$	117 \$	376 \$	369 \$
Pétrole de la côte Est	218	190	595	558
Sables pétrolifères	82	51	97	110
International	125	93	354	288
Aval	98	40	291	219
Services partagés	(61)	(30)	(161)	(95)
Bénéfice d'exploitation	618 \$	461 \$	1 552 \$	1 449 \$
Conversion de devises	74	54	78	20
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(85)	(107)	(569)	(164)
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	7	2	16	11
Bénéfice net	614 \$	410 \$	1 077 \$	1 316 \$
Flux de trésorerie				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation				
Augmentation (diminution) du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation et autres	(5)	(266)	209	(746)
Flux de trésorerie	1 063 \$	869 \$	2 851 \$	2 622 \$
Capital investi moyen				
Amont				
Aval			8 342 \$	7 534 \$
Services partagés			(73)	138
Total – Société			11 454 \$	10 301 \$
Rendement du capital investi ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
Amont				
Aval			14,3	17,7
Total – Société			14,0	15,6
Rendement d'exploitation du capital investi ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
Amont				
Aval			21,6	19,7
Total – Société			18,2	16,4
Rendement des capitaux propres (en pourcentage)				
Amont				
Espèces et quasi-espèces				
Ratio de la dette sur les flux de trésorerie ⁽¹⁾ (fois)			0,8	0,8
Ratio de la dette sur la dette plus les capitaux propres (en pourcentage)			24,3	23,8

(1) Moyenne mobile sur 12 mois.

RÉSULTATS CONSOLIDÉS (non vérifiés)**Pour la période terminée le 30 septembre 2005**

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Trois mois terminés le		Neuf mois terminés le	
	30 septembre		30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Produits				
Exploitation	4 964 \$	3 788 \$	13 130 \$	10 880 \$
Revenus de placement et autres produits (Note 5)	(119)	(166)	(843)	(220)
	4 845	3 622	12 287	10 660
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 469	1 807	6 417	4 946
Exploitation, commercialisation et administration (Note 6)	780	664	2 234	1 988
Exploration	54	49	194	159
Amortissement pour dépréciation et épuisement (Note 6)	369	352	1 066	1 050
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	(90)	(67)	(95)	(25)
Intérêts	39	33	112	108
	3 621	2 838	9 928	8 226
Bénéfice avant impôts	1 224	784	2 359	2 434
Impôts sur le bénéfice				
Exigibles	612	412	1 504	1 231
Futurs (Note 7)	(2)	(38)	(222)	(113)
	610	374	1 282	1 118
Bénéfice net	614 \$	410 \$	1 077 \$	1 316 \$
Bénéfice par action (Notes 4 et 8)				
De base (en dollars)	1,19 \$	0,77 \$	2,07 \$	2,47 \$
Dilué (en dollars)	1,17 \$	0,76 \$	2,05 \$	2,44 \$

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS (non vérifiés)**Pour la période terminée le 30 septembre 2005**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le		Neuf mois terminés le	
	30 septembre		30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfices non répartis au début de la période	5 793 \$	4 636 \$	5 408 \$	3 810 \$
Bénéfice net	614	410	1 077	1 316
Dividendes sur les actions ordinaires	(52)	(40)	(130)	(120)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	6 355 \$	5 006 \$	6 355 \$	5 006 \$

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS (non vérifiés)**Pour la période terminée le 30 septembre 2005**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004 (retraités)	2005	2004 (retraités)
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	614 \$	410 \$	1 077 \$	1 316 \$
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	369	352	1 066	1 050
Impôts futurs	(2)	(38)	(222)	(113)
Accroissement des obligations liées à la mise hors service de biens	12	13	41	37
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	(90)	(67)	(95)	(25)
Gain à la cession d'éléments d'actif (Note 5)	(9)	(2)	(23)	(12)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard (Note 16)	135	174	899	267
Autres	6	4	7	22
Charges d'exploration (Note 3)	28	23	101	80
Produit de la vente de comptes débiteurs (Note 9)	-	-	80	399
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation	5	266	(289)	347
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 068	1 135	2 642	3 368
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration (Notes 3 et 10)	(770)	(752)	(2 725)	(3 019)
Produit de la vente d'éléments d'actif	8	5	29	37
Augmentation des charges reportées et autres éléments d'actif	(14)	(7)	(55)	(21)
Acquisition de Prima Energy Corporation (Note 11)	-	(644)	-	(644)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse et autre lié aux activités d'investissement	(8)	24	202	20
	(784)	(1 374)	(2 549)	(3 627)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) des effets à payer à court terme	(24)	(57)	(303)	229
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme (Note 12)	-	533	762	533
Remboursement sur la dette à long terme	(2)	(2)	(5)	(298)
Produit de l'émission d'actions ordinaires (Note 13)	16	7	61	31
Achat d'actions ordinaires (Note 13)	(115)	(278)	(257)	(288)
Dividendes sur les actions ordinaires	(52)	(40)	(130)	(120)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités de financement	1	-	-	(18)
	(176)	163	128	69
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	108	(76)	221	(190)
Espèces et quasi-espèces au début de la période	283	521	170	635
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	391 \$	445 \$	391 \$	445 \$

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés

BILAN CONSOLIDÉ (non vérifié)
Au 30 septembre 2005
(en millions de dollars canadiens)

	30 septembre 2005	31 décembre 2004
Actif		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces	391 \$	170 \$
Débiteurs (Note 9)	1 700	1 254
Stocks	554	549
Charges payées d'avance	44	13
	2 689	1 986
Immobilisations corporelles, nettes	15 865	14 783
Écart d'acquisition	864	986
Charges reportées et autres éléments d'actif	405	345
	19 823 \$	18 100 \$
Passif et avoir des actionnaires		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	2 392 \$	2 223 \$
Impôts sur le bénéfice à payer	376	370
Effets à payer à court terme	-	299
Tranche à court terme de la dette à long terme	7	6
	2 775	2 898
Dette à long terme (Note 12)	2 896	2 275
Autres éléments de passif	1 843	646
Obligations relatives à la mise hors service de biens	833	834
Impôts futurs	2 451	2 708
Avoir des actionnaires		
Actions ordinaires (Note 13)	1 364	1 314
Surplus d'apport (Note 13)	1 504	1 743
Bénéfices non répartis	6 355	5 408
Écart de conversion de devises	(198)	274
	9 025	8 739
	19 823 \$	18 100 \$

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

(en millions de dollars canadiens)

1. INFORMATION SECTORIELLE

Trois mois terminés le 30 septembre

	Amont													
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétrolifères		International		Aval		Services partagés		Total consolidé	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits														
Ventes aux clients	532 \$	434 \$	321 \$	212 \$	261 \$	121 \$	728 \$	569 \$	3 122 \$	2 452 \$	- \$	- \$	4 964 \$	3 788 \$
Revenus de placement et autres produits	-	1	(3)	(1)	4	-	(133)	(173)	19	3	(6)	4	(119)	(166)
Ventes intersectorielles	83	53	103	171	202	147	-	-	3	4	-	-		
Produits sectoriels	615	488	421	382	467	268	595	396	3 144	2 459	(6)	4	4 845	3 622
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	121	88	-	-	163	75	-	-	2 188	1 643	(3)	1	2 469	1 807
Opérations intersectorielles	1	2	1	2	21	11	-	-	368	360	-	-		
Exploitation, commercialisation et administration	109	98	36	32	119	90	109	106	354	322	53	16	780	664
Exploration	34	27	-	-	-	1	20	21	-	-	-	-	54	49
Amortissement pour dépréciation et épuisement	91	83	62	68	40	16	117	116	60	69	(1)	-	369	352
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(90)	(67)	(90)	(67)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39	33	39	33
	356	298	99	102	343	193	246	243	2 970	2 394	(2)	(17)	3 621	2 838
Bénéfice (perte) avant impôts	259	190	322	280	124	75	349	153	174	65	(4)	21	1 224	784
Impôts sur le bénéfice														
Exigibles	75	96	106	91	(5)	(8)	361	199	96	48	(21)	(14)	612	412
Futurs	28	(23)	(2)	(1)	44	32	(52)	(32)	(24)	(25)	4	11	(2)	(38)
	103	73	104	90	39	24	309	167	72	23	(17)	(3)	610	374
Bénéfice net (perte nette)	156 \$	117 \$	218 \$	190 \$	85 \$	51 \$	40 \$	(14)\$	102 \$	42 \$	13 \$	24 \$	614 \$	410 \$
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	151 \$	166 \$	98 \$	76 \$	117 \$	100 \$	147 \$	193 \$	255 \$	215 \$	2 \$	2 \$	770 \$ ⁽¹⁾	752 \$ ⁽¹⁾
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	247 \$	218 \$	395 \$	285 \$	110 \$	93 \$	208 \$	217 \$	66 \$	159 \$	42 \$	163 \$	1 068 \$	1 135 \$

⁽¹⁾ Les dépenses comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 10 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 septembre 2005 (8 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 septembre 2004).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

(en millions de dollars canadiens)

1. INFORMATION SECTORIELLE

Neuf mois terminés le 30 septembre

	Amont													
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétrolifères		International		Aval		Services partagés		Total consolidé	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits														
Ventes aux clients	1 415 \$	1 299 \$	917 \$	716 \$	558 \$	301 \$	1 982 \$	1 653 \$	8 258 \$	6 911 \$	- \$	- \$	13 130 \$	10 880 \$
Revenus de placement et autres produits	1	2	(3)	(1)	4	-	(871)	(244)	47	8	(21)	15	(843)	(220)
Ventes intersectorielles	232	151	279	412	483	402	-	-	10	9	-	-	-	-
Produits sectoriels	1 648	1 452	1 193	1 127	1 045	703	1 111	1 409	8 315	6 928	(21)	15	12 287	10,660
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	322	274	-	-	405	200	-	-	5 693	4 468	(3)	4	6 417	4 946
Opérations intersectorielles	5	5	4	4	53	33	-	-	942	932	-	-	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	310	276	116	93	318	262	345	336	1 026	975	119	46	2 234	1 988
Exploration	98	75	-	2	31	10	65	72	-	-	-	-	194	159
Amortissement pour dépréciation et épuisement	275	232	198	210	90	40	338	362	165	205	-	1	1 066	1 050
Gain non réalisé à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(95)	(25)	(95)	(25)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112	108	112	108
	1 010	862	318	309	897	545	748	770	7 826	6 580	133	134	9 928	8 226
Bénéfice (perte) avant impôts	638	590	875	818	148	158	363	639	489	348	(154)	(119)	2 359	2 434
Impôts sur le bénéfice														
Exigibles	223	278	278	254	(27)	(35)	837	597	267	190	(74)	(53)	1 504	1 231
Futurs	39	(57)	2	6	75	83	(259)	(90)	(82)	(64)	3	9	(222)	(113)
	262	221	280	260	48	48	578	507	185	126	(71)	(44)	1 282	1 118
Bénéfice net (perte nette)	376 \$	369 \$	595 \$	558 \$	100 \$	110 \$	(215)\$	132 \$	304 \$	222 \$	(83)\$	(75)\$	1 077 \$	1 316 \$
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	531 \$	471 \$	225 \$	197 \$	663 \$	265 \$	567 \$	1 551 \$	733 \$	531 \$	6 \$	4 \$	2 725 \$ ⁽¹⁾	3 019 \$ ⁽¹⁾
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	737 \$	668 \$	837 \$	775 \$	220 \$	243 \$	631 \$	802 \$	339 \$	686 \$	(122)\$	194 \$	2 642 \$	3 368 \$

⁽¹⁾ Les dépenses comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 27 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 (13 millions \$ pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

2. PRINCIPES DE PRÉSENTATION

Les exigences d'information concernant les états financiers consolidés annuels prévoient la présentation de renseignements additionnels non requis dans le cas des états financiers consolidés intermédiaires. Par conséquent, ces états financiers consolidés intermédiaires devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés inclus dans le rapport annuel 2004 de la Société. Les états financiers consolidés intermédiaires sont présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et suivent les conventions comptables résumées dans les notes complémentaires aux états financiers consolidés annuels, sauf en ce qui concerne la modification décrite à la Note 3.

3. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

État des flux de trésorerie

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2005, la Société a modifié la présentation des flux de trésorerie dans l'état des flux de trésorerie consolidés conformément à de récentes interprétations de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Auparavant, tous les frais d'exploration étaient classés en tant qu'activités d'investissement. Avec la modification, les coûts d'administration, de même que les frais d'exploration géologique et géophysique, sont traités comme une réduction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Toutes les périodes antérieures ont été retraitées de façon à refléter cette modification. La modification entraîne une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de 26 millions \$ et de 93 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement (26 millions \$ et 79 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2004).

4. DIVIDENDE EN ACTIONS

En juillet 2005, la Société a effectué un fractionnement de ses actions à raison de deux pour une sous la forme d'un dividende. Les actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux le 3 septembre 2005 ont reçu une action ordinaire additionnelle pour chaque action ordinaire qu'ils détenaient. Les données relatives aux actions ordinaires, aux options sur actions et aux unités d'actions récompensant le rendement ont été retraitées de façon à refléter ce qui précède.

5. REVENUS DE PLACEMENT ET AUTRES PRODUITS

Les revenus de placement et autres produits comprennent des pertes nettes sur contrats dérivés (voir la Note 16) de 125 millions \$ et de 884 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement (180 millions \$ et 270 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2004) ainsi que des gains nets à la cession d'éléments d'actif de 9 millions \$ et de 23 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement (2 millions \$ et 12 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2004).

6. DÉVALUATION D'ÉLÉMENTS D'ACTIF

À la suite d'un examen de ses activités de raffinage et d'approvisionnement dans l'Est du Canada, Petro-Canada a annoncé en septembre 2003 qu'elle cesserait ses activités de raffinage à Oakville et qu'elle agrandirait le terminal existant. La charge totale imputée aux résultats relativement à la fermeture, qui a eu lieu en avril 2005, a été d'environ 200 millions \$ après impôts. Les charges suivantes ont été enregistrées dans le secteur Aval :

	Trois mois terminés le 30 septembre				Neuf mois terminés le 30 septembre			
	2005		2004		2005		2004	
	Avant impôts	Après impôts	Avant impôts	Après impôts	Avant impôts	Après impôts	Avant impôts	Après impôts
Exploitation, commercialisation et administration (coûts de déclasserement et coûts liés au personnel)	(5) \$	(3) \$	- \$	- \$	(4) \$	(2) \$	2 \$	1 \$
Amortissement pour dépréciation (dévaluation d'éléments d'actif et amortissement pour dépréciation accru)	-	-	15	9	1	-	55	34
	(5) \$	(3) \$	15 \$	9 \$	(3) \$	(2) \$	57 \$	35 \$

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)**7. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE**

Les impôts sur le bénéfice futurs pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 ont été réduits de 13 millions \$ en raison de la réduction pratiquement en vigueur des taux d'imposition provinciaux. L'ajustement a été réparti entre les secteurs en tant que (diminution) augmentation des impôts sur le bénéfice comme suit : Gaz naturel nord-américain – 7 millions \$, Pétrole de la côte Est – 3 millions \$, Sables pétrolifères – 2 millions \$, Aval – 2 millions \$ et Services partagés – (1) million \$.

8. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le tableau ci-dessous indique les nombres d'actions ordinaires utilisés pour le calcul du bénéfice par action ordinaire :

<i>(en millions)</i>	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	518,1	531,7	519,2	532,0
Effet de dilution des options sur actions	7,3	7,1	7,0	7,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	525,4	538,8	526,2	539,0

9. PROGRAMME DE TITRISATION

Au cours de 2004, la Société a conclu un programme de titrisation, expirant en 2009, afin de vendre une part indivise de comptes débiteurs admissibles à un tiers, sur une base renouvelable et avec tous les services.

En mars 2005, Petro-Canada a porté le montant limite des comptes débiteurs pouvant être vendus en vertu du programme de 400 millions \$ à 500 millions \$. Au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2005, la Société a vendu des comptes débiteurs impayés additionnels de 80 millions \$, ce qui lui a rapporté un produit net de 80 millions \$.

Au 30 septembre 2005, des comptes débiteurs impayés de 480 millions \$ avaient été vendus en vertu du programme.

10. PROJET D'EXPLOITATION MINIÈRE DE SABLES PÉTROLIFÈRES DE FORT HILLS

En juin 2005, la Société a acquis une participation de 60 % dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères de Fort Hills, qui appartenait antérieurement à 100 % à UTS Energy Corporation (UTS). Pour payer cet investissement, Petro-Canada financera 75 % de la quote-part d'UTS à l'égard de la prochaine tranche de 1 milliard \$ des capitaux de développement, soit 300 millions \$.

Les dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration dans l'état des flux de trésorerie consolidés incluent la valeur actualisée du coût d'acquisition, qui s'élève à 269 millions \$.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

11. ACQUISITION DE PRIMA ENERGY CORPORATION

Le 28 juillet 2004, Petro-Canada a acquis toutes les actions ordinaires de Prima Energy Corporation, une société pétrolière et gazière ayant des activités dans les Rocheuses américaines, pour un coût d'acquisition total de 644 millions \$, déduction faite des liquidités acquises. Les résultats d'exploitation sont inclus dans les états financiers consolidés à partir de la date d'acquisition.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. La juste valeur attribuée aux éléments d'actif acquis et aux éléments de passif pris en charge se présente comme suit :

Immobilisations corporelles	688	\$
Écart d'acquisition	193	
Actif à court terme, à l'exclusion de 74 millions \$ de liquidités	36	
Charges reportées et autres éléments d'actif	2	
Actif total acquis	919	
Passif à court terme	41	
Impôts futurs	217	
Obligations liées à la mise hors service de biens et autres éléments de passif	17	
Passif total pris en charge	275	
Actif net acquis	644	\$

L'écart d'acquisition, qui n'est pas déductible aux fins de l'impôt, a été attribué au secteur du Gaz naturel nord-américain de Petro-Canada.

12. DETTE À LONG TERME

	Échéance	30 septembre 2005
Obligations et effets		
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US) ⁽¹⁾	2035	697
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	348
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	290
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	320
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	348
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	465
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	348
Contrats de location-acquisition	2007-2017	78
Prêts fiduciaires aux concessionnaires des ventes au détail	2012-2014	9
		2 903
Tranche à court terme		(7)
		2 896
		\$

⁽¹⁾ En mai 2005, la Société a émis pour 600 millions \$ US d'effets à 5,95 % venant à échéance le 15 mai 2035. Le produit de cette émission a été affecté principalement au remboursement d'effets à payer à court terme en cours.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

13. AVOIR DES ACTIONNAIRES

Les variations relatives aux actions ordinaires et au surplus d'apport ont été les suivantes :

	Actions	Montant	Surplus d'apport
Solde au 1 ^{er} janvier 2005	519 928 022	1 314 \$	1 743 \$
Actions émises en vertu des régimes d'options sur actions et d'achat d'actions des employés	3 347 132	61	-
Actions achetées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités	(6 333 400)	(16)	(241)
Rémunération à base d'actions	-	5	2
Solde au 30 septembre 2005	516 941 754	1 364 \$	1 504 \$

En juin 2005, la Société a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (OPRCNA) en vue du rachat d'un maximum de 26 millions de ses actions ordinaires, après retraitement (note 4), au cours de la période du 22 juin 2005 au 21 juin 2006, sous réserve de certaines conditions. La Société a acheté 2 400 000 actions à un coût de 115 millions \$ et 6 333 400 actions à un coût de 257 millions \$ au cours des trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement (8 597 788 actions à un coût de 278 millions \$ et 8 929 788 actions à un coût de 288 millions \$ au cours des trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2004). L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions achetées, qui a totalisé 109 millions \$ et 241 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement, a été enregistré en tant que réduction du surplus d'apport.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

14. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Les variations du nombre d'options sur actions et d'unités d'actions récompensant le rendement (UAR) en cours ont été les suivantes :

	Options sur actions		UAR
	Nombre	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)	Nombre
Solde au 1 ^{er} janvier 2005	18 074 698	21 \$	565 860
Octroyées	4 004 800	34	640 556
Levées	(3 347 132)	18	-
Annulées	(297 449)	29	(47 762)
Solde au 30 septembre 2005	18 434 917	24 \$	1 158 654

La charge de rémunération à base d'actions totale enregistrée a été de 49 millions \$ et de 86 millions \$ au cours des trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement (6 millions \$ et 11 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2004).

Une charge de rémunération n'a pas été enregistrée pour les options sur actions octroyées avant 2003. Le tableau ci-dessous présente le bénéfice net pro forma et le bénéfice par action pro forma calculés selon l'hypothèse que la méthode comptable fondée sur la juste valeur a servi à comptabiliser le coût de rémunération lié aux options sur actions octroyées en 2002.

	Trois mois terminés le 30 septembre					
	2005		2004		2004	
	Bénéfice net		Bénéfice par action (en dollars)			
	2005	2004	2005		2004	
			De base	Dilué	De base	Dilué
Bénéfice net présenté	614 \$	410 \$	1,19 \$	1,17 \$	0,77 \$	0,76 \$
Ajustement pro forma	2	2	0,01	0,01	-	-
Bénéfice net pro forma	612 \$	408 \$	1,18 \$	1,16 \$	0,77 \$	0,76 \$

	Neuf mois terminés le 30 septembre					
	2005		2004		2004	
	Bénéfice net		Bénéfice par action (en dollars)			
	2005	2004	2005		2004	
			De base	Dilué	De base	Dilué
Bénéfice net présenté	1 077 \$	1 316 \$	2,07 \$	2,05 \$	2,47 \$	2,44 \$
Ajustement pro forma	6	7	0,01	0,01	0,01	0,01
Bénéfice net pro forma	1 071 \$	1 309 \$	2,06 \$	2,04 \$	2,46 \$	2,43 \$

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

15. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées et certains régimes d'avantages sociaux comme l'assurance-maladie et l'assurance-vie à ses retraités admissibles. Les charges associées à ces régimes se présentent comme suit :

	Trois mois terminés le 30 septembre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	8 \$	6 \$	24 \$	19 \$
Intérêts débiteurs	21	20	63	60
Rendement prévu de l'actif des régimes	(22)	(19)	(65)	(57)
Amortissement de l'actif transitoire	(1)	(1)	(3)	(3)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	9	8	26	23
	15	14	45	42
Régimes à cotisations déterminées	4	3	11	9
	19 \$	17 \$	56 \$	51 \$
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	1 \$	1 \$	3 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	3	3	9	9
Amortissement de l'obligation transitoire	-	1	1	3
	4 \$	5 \$	13 \$	15 \$

La Société prévoit verser une cotisation de 95 millions \$ à ses régimes de retraite en 2005. Au 30 septembre 2005, des cotisations de 70 millions \$ avaient été versées.

16. INSTRUMENTS FINANCIERS ET PRODUITS DÉRIVÉS

Les revenus de placement et autres produits comprennent des pertes non réalisées sur les contrats dérivés en cours associés à l'acquisition en 2004 d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord. Les pertes non réalisées associées à ces contrats se sont élevées à 135 millions \$ et à 899 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement (174 millions \$ et 267 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2004).

Des pertes non réalisées sur tous les contrats dérivés ont réduit les revenus de placement et autres produits de 133 millions \$ et de 890 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2005, respectivement (167 millions \$ et 266 millions \$ pour les trois et neuf mois terminés le 30 septembre 2004). Au 30 septembre 2005, les débiteurs et charges à payer ont augmenté de 13 millions \$ et de 1 232 millions \$, respectivement, en raison de montants non réalisés évalués à la valeur du marché sur les contrats dérivés.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)**17. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES**

La note d'orientation concernant la comptabilité 15 (NOC-15), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, fournit des critères de définition des entités à détenteurs de droits variables (EDDV) et d'autres critères pour déterminer quelle entité, le cas échéant, devrait les consolider. Les entités dans lesquelles les investissements en instruments de capitaux propres n'ont pas les caractéristiques d'une participation financière conférant le contrôle ou ne sont pas suffisants pour que l'entité finance ses activités sans soutien financier subordonné additionnel doivent être consolidées par une société si cette société est considérée comme le principal bénéficiaire. Le principal bénéficiaire est la partie qui assume la plus grande partie du risque de perte lié aux activités de l'EDDV et (ou) a le droit de recevoir la plus grande partie des rendements résiduels de l'EDDV. La Société a déterminé que certains contrats de concessionnaire des ventes au détail constitueraient des EDDV, bien que la Société n'ait aucune participation dans ces entités. La Société, toutefois, n'est pas le bénéficiaire principal et par conséquent, la consolidation n'est pas exigée. Dans le cas de certains de ces contrats de concessionnaire des ventes au détail, la Société a fourni des garanties de prêts. La direction estime que l'exposition maximale de la Société à des pertes découlant de ces contrats ne serait pas importante.