

2005

Rapport trimestriel



Pour diffusion immédiate

(Also published in English)

Le 26 juillet 2005

La solide situation de trésorerie permet d'accroître le budget d'investissement et de rendre davantage d'argent aux actionnaires

Points saillants

- Augmentation de 33 % du dividende trimestriel et renouvellement du programme de rachat d'actions
- Programme d'investissement porté à 3,6 milliards \$ pour le financement d'occasions de croissance additionnelles

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 525 millions \$ (2,02 \$/action) pour le deuxième trimestre, en hausse de 8 % par rapport à 485 millions \$ (1,82 \$/action) pour le même trimestre en 2004. Les flux de trésorerie au deuxième trimestre de 2005 ont été de 934 millions \$ (3,60 \$/action), comparativement à 856 millions \$ (3,22 \$/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 deuxième trimestre de 2005 a été de 345 millions \$ (1,33 \$/action), comparativement à 393 millions \$ (1,48 \$/action) à la même période en 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 deuxième 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 171 millions \$ après impôts.

«De solides résultats d'exploitation et une conjoncture porteuse ont généré des flux de trésorerie additionnels. Notre situation financière nous a permis d'élargir le programme d'investissement et de rendre plus d'argent aux actionnaires», a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction.

La Société a annoncé une augmentation de 33 % du dividende trimestriel, de même qu'un dividende en actions. Le dividende en actions double le nombre d'actions en circulation et constitue dans les faits un fractionnement d'actions à raison de deux pour une. En juin, Petro-Canada a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités en vue du rachat de ses actions ordinaires.

La production de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel s'est chiffrée en moyenne à 420 100 barils équivalent pétrole/jour (bep/j) au cours du trimestre. La production pour l'exercice complet devrait se situer entre 415 000 bep/j et 430 000 bep/j, ce qui est conforme aux prévisions antérieures.

«Nous avons fait un pas de plus vers la croissance à court terme de la production grâce au démarrage réussi du projet Pict dans la mer du Nord, a déclaré M. Brenneman. Avec la mise en service prévue de White Rose vers la fin de l'année et la nouvelle production qu'apporteront l'agrandissement de Syncrude et le projet Buzzard l'an prochain, nous bâtissons notre profil de production.»

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

Helen Wesley
Communications de la Société
(403) 296-3555

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion daté du 26 juillet 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 et les six mois terminés le 30 juin 2005; au rapport de gestion pour les trois mois terminés le 31 mars 2005 et 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 ci-dessous influent sur les prix moyens réalisés pour le pétrole brut, les liquides de gaz naturel (LGN), le gaz naturel et les produits pétroliers indiqués dans le tableau à la page 15.

Au deuxième trimestre de 2005, le prix du pétrole brut Brent daté a été en moyenne de 51,59 \$ US/baril (b), en hausse de 46 % par rapport au prix moyen de 35,36 \$ US/b au deuxième trimestre de 2004. Au cours de la même période de 2005, la valeur du dollar canadien a été en moyenne de 0,80 \$ US, en hausse de 8 % par rapport à 0,74 \$ US au deuxième trimestre de 2004. L'incidence nette de la variation de ces deux cours a été un accroissement de 29 % 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 46,52 \$/b au deuxième trimestre de 2004 à 59,85 \$/b au deuxième trimestre de 2005.

L'augmentation des prix internationaux et canadiens pour le pétrole brut léger s'est accompagnée d'un élargissement substantiel des écarts de prix entre les bruts légers et les bruts lourds, tant au Canada qu'au niveau international. Au deuxième trimestre, l'écart de prix entre le Brent daté et le Maya mexicain est passé à 11,60 \$ US/b, comparativement à 5,76 \$ US/b au deuxième trimestre de 2004. Au Canada, l'écart de prix entre le brut léger Edmonton Light et le brut lourd Lloydminster Blend s'est accentué, passant à 26,99 \$/b au deuxième trimestre de 2005, par rapport à 14,91 \$/b au deuxième trimestre de 2004.

Au deuxième trimestre de 2005, les prix du gaz naturel au centre Henry ont été en moyenne de 6,80 \$ US/million de BTU, comparativement à 5,97 \$ US/million de BTU au deuxième trimestre de 2004. Au cours de la même période, les prix du gaz naturel au centre AECO ont été en moyenne de 7,69 \$/millier de pieds cubes (pi^3), en hausse de 9 % par rapport au prix moyen de 7,09 \$/millier de pi^3 réalisé au deuxième trimestre de 2004. Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada dans son secteur du Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 7,24 \$/millier de pi^3 au deuxième trimestre de 2005, comparativement à 6,91 \$/millier de pi^3 au deuxième trimestre de 2004.

Au cours du deuxième trimestre, les marges de craquage 3-2-1 des raffineries au port de New York ont été en moyenne de 8,42 \$ US/baril, légèrement en baisse par rapport à 8,89 \$ US/baril au deuxième trimestre de 2004. Dans le secteur Aval, l'effet des marges de craquage légèrement plus faibles a été compensé en partie par les écarts de prix plus importants entre les pétroles bruts légers et lourds.

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

<i>(moyenne pour la période)</i>	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Brent daté à Sullom Voe – en \$ US/baril	51,59	35,36	49,55	33,66
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing – en \$ US/b	53,17	38,32	51,51	36,73
Écart de prix FAB Brent daté/Maya – en \$ US/baril	11,60	5,76	13,24	5,92
Edmonton Light – en \$ CA/baril	66,42	50,82	64,14	48,29
Écart de prix FAB Edmonton Light/Lloydminster Blend – en \$ CA/baril	26,99	14,91	26,08	14,07
Gaz naturel au centre Henry – en \$ US/million de BTU	6,80	5,97	6,56	5,83
Gaz naturel au centre AECO – en \$ CA/millier de pi ³	7,69	7,09	7,33	6,99
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York – en \$ US/baril	8,42	8,89	7,21	7,92
Taux de change – en cents US /\$ CA	80,4	73,6	80,9	74,7

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 <i>(en millions de dollars)</i>	Incidence sur le bénéfice net annuel <i>(en \$/action)</i>
Amont			
Prix réalisé pour le pétrole brut et les LGN ⁽³⁾	1,00 \$/b	45 \$	0,17 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 \$/millier de pi ³	33	0,12
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence sur le bénéfice d'exploitation tiré des activités d'amont ⁽⁴⁾	0,01 \$	(22)	(0,08)
Production de pétrole brut et de LGN	1 000 b/j	5	0,02
Production de gaz naturel	10 millions de pi ³ /j	9	0,03
Aval			
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York	0,10 \$ US/b	4	0,02
Écart de prix entre les pétroles bruts légers et lourds	1,00 \$/b	11	0,04
Société			
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains ⁽⁵⁾	0,01 \$	9 \$	0,03 \$

⁽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⁾ Ce facteur d'influence est basé sur une variation équivalente du prix des pétroles WTI et Brent daté.

⁽⁴⁾ Un raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur le bénéfice tiré des activités d'amont.

⁽⁵⁾ 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)</i>	Trois mois terminés le 30 juin				Six mois terminés le 30 juin			
	2005	(\$/action)	2005	(\$/action)	2005	(\$/action)	2005	(\$/action)
Bénéfice net	345 \$	1,33 \$	393 \$	1,48 \$	463 \$	1,78 \$	906 \$	3,41 \$
Gain (perte) à la conversion de devises	8		(21)		4		(34)	
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(171)		(57)		(484)		(57)	
Gain à la vente d'éléments d'actif	<u>9</u>		<u>—</u>		<u>9</u>		<u>9</u>	
Bénéfice d'exploitation	499	1,92	471	1,77	934	3,59	988	3,72
Rémunération à base d'actions	(11)		(1)		(22)		(3)	
Suppléments de primes d'assurance ⁽¹⁾	(15)		—		(35)		—	
Coûts de fermeture de la raffinerie d'Oakville	—		(13)		(1)		(26)	
Ajustement d'impôt	—		—		—		13	
Indemnités d'assurance pour Terra Nova	<u>—</u>		<u>—</u>		<u>—</u>		<u>31</u>	
Bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels	525 \$	2,02 \$	485 \$	1,82 \$	992 \$	3,82 \$	973 \$	3,66 \$

⁽¹⁾ Les suppléments de primes d'assurance comprennent une charge à payer 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 n'est pas associée 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. Des pertes non réalisées à l'évaluation à la valeur du marché des contrats associés à Buzzard sont comptabilisées 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 525 millions \$ (2,02 \$/action) au deuxième trimestre de 2005, comparativement à 485 millions \$ (1,82 \$/action) au deuxième trimestre de 2004. La hausse du bénéfice au deuxième trimestre reflète les prix réalisés plus élevés des marchandises, contrebalancés en partie par des volumes d'amont et des marges d'aval plus faibles, des coûts d'exploitation accrus et un dollar canadien plus fort.

Le bénéfice d'exploitation du deuxième trimestre de 2005 comprend une charge inhabituelle de 11 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur du marché de la rémunération à base d'actions et une charge inhabituelle de 15 millions \$ liée à une augmentation de primes d'assurance. L'augmentation de primes d'assurance a été constatée dans les charges d'exploitation et représente les coûts additionnels associés à la quote-part de Petro-Canada des pertes quinquennales antérieurement subies au titre des polices des mutuelles d'assurance OIL et sEnergy et sera payée à même les futures primes. Le bénéfice d'exploitation du deuxième trimestre de 2004 comprend une charge inhabituelle de 13 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada et une charge inhabituelle de 1 million \$ liée à la rémunération à base d'actions.

Le bénéfice d'exploitation consolidé pour les six premiers mois, ajusté en fonction des éléments inhabituels, s'est chiffré à 992 millions \$ (3,82 \$/action), comparativement à 973 millions \$ (3,66 \$/action) à la même période de 2004. Les prix réalisés plus élevés des marchandises ont été contrebalancés par des volumes d'amont et des prix réalisés pour le bitume plus faibles, des coûts d'exploitation et d'exploration plus élevés et un dollar canadien plus fort.

Au cours du deuxième trimestre de 2005, les flux de trésorerie ont été de 934 millions \$ (3,60 \$/action), en hausse par rapport à 856 millions \$ (3,22 \$/action) au même trimestre de 2004.

AMONT

Production

Petro-Canada convertit les volumes de gaz en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 pi³ 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 deuxième trimestre de 2005, la production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel s'est chiffrée en moyenne à 420 100 bep/j, comparativement à 455 200 bep/j au deuxième trimestre de 2004. L'incidence de la production accrue tirée des Sables pétrolifères et des volumes acquis dans les Rocheuses américaines a été plus qu'annulée par l'épuisement normal de la production internationale, des problèmes de compression à Terra Nova et des révisions planifiées dans le secteur du Gaz naturel nord-américain.

Prévisions de production consolidées pour 2005

La production d'amont devrait se chiffrer entre 415 000 bep/j et 430 000 bep/j en 2005, ce qui est conforme aux indications antérieures. La production internationale plus importante devrait compenser la production moindre à MacKay River, les révisions prolongées à Terra Nova et à Syncrude et la fiabilité plus faible que prévu à Terra Nova. Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur la production durant le reste de 2005 comprennent le rendement des gisements, les résultats de forages, la fiabilité des installations et le démarrage de White Rose.

	Prévisions pour 2005 (+/-)	Prévisions pour 2005 (+/-)
(en milliers de bep/j)	au 26 juillet 2005	au 16 décembre 2004
Gaz naturel nord-américain		
– Gaz naturel	113	113
– Liquides	14	14
Pétrole de la côte Est	75	77
Sables pétrolifères		
– Syncrude	26	28
– MacKay River	21	24
International		
– Afrique du Nord/Proche-Orient	115	114
– Nord-Ouest de l'Europe	45	43
– Nord de l'Amérique latine	12	11
Total	415 - 430	415 - 440

Gaz naturel nord-américain

Dans le secteur du Gaz naturel nord-américain, la production demeure conforme aux indications pour l'exercice complet. Un accent accru sur les zones gazéifères non classiques, des acquisitions de terrains dans le Grand Nord et le progrès du projet de gaz naturel liquéfié proposé au Québec contribuent à positionner le secteur pour l'avenir.

Au deuxième trimestre de 2005, le Gaz naturel nord-américain a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 117 millions \$, comparativement à 133 millions \$ au deuxième trimestre de 2004. L'incidence des prix réalisés plus élevés et de la production acquise dans les Rocheuses américaines a été plus qu'annulée par des volumes moindres dans l'Ouest du Canada, des coûts d'exploitation accrus et une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée.

Les coûts d'exploitation accrus au deuxième trimestre de 2005 reflètent les coûts d'exploitation additionnels dans les Rocheuses américaines et les coûts à la hausse dans l'industrie.

Le secteur du Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice net de 117 millions \$, en baisse par rapport à 133 millions \$ au deuxième trimestre de 2004.

Les prix du gaz naturel vendu comme marchandise sont demeurés élevés au deuxième trimestre de 2005. Les prix réalisés pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada ont été en moyenne de 7,33 \$/millier de pi³, en hausse par rapport à

6,91 \$/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 6,66 \$/millier de pi³ au deuxième trimestre de 2005.

Au deuxième trimestre de 2005, la production dans le secteur du Gaz naturel nord-américain a été en moyenne de 741 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j, comparativement à 773 millions de pi³/j au cours de la même période l'an dernier. Des activités de maintenance planifiées aux installations de traitement de gaz naturel exploitées par Petro-Canada se sont déroulées comme prévu. Par contre, les révisions dans les installations exploitées par des tiers ont duré plus longtemps que prévu. Au total, ces activités de maintenance ont réduit la production d'environ 40 millions de pi³/j au deuxième trimestre de 2005. Les activités de maintenance planifiées aux installations de Petro-Canada devraient avoir une incidence d'environ 10 millions de pi³/j sur la production au troisième trimestre de 2005.

Grand Nord

Au deuxième trimestre, Petro-Canada et Anadarko Petroleum Corporation ont augmenté leur position foncière commune, portant celle-ci de 1,5 million à 2,5 millions d'acres, dans la région gazière prometteuse du versant nord de la chaîne Brooks, en Alaska. La participation directe de Petro-Canada dans ces terrains est en moyenne de 40 %. Dans le delta/corridor du Mackenzie, Petro-Canada a fait l'acquisition de deux licences d'exploration totalisant 166 000 hectares en contrepartie d'un engagement à réaliser des travaux d'environ 35 millions \$.

Pétrole de la côte Est

Le secteur du Pétrole de la côte Est a enregistré un bénéfice et des flux de trésorerie solides au deuxième trimestre de 2005. Des plans sont en place en vue d'améliorer davantage la fiabilité à Terra Nova durant la deuxième moitié de l'exercice.

Au deuxième trimestre de 2005, le secteur du Pétrole de la côte Est a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 213 millions \$, en hausse de 17 % par rapport à 182 millions \$ au deuxième trimestre de 2004. Les prix réalisés plus élevés ont été contrebalancés en partie par une production moindre à Terra Nova et à Hibernia, des coûts d'exploitation accrus et une charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevée.

Le secteur du Pétrole de la côte Est a enregistré un bénéfice net de 208 millions \$, en hausse par rapport à 182 millions \$ au deuxième trimestre de 2004. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2005 comprend une charge de 5 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance. Les coûts d'exploitation accrus au deuxième trimestre de 2005 sont surtout imputables à ce supplément de primes d'assurance.

Au deuxième trimestre de 2005, le secteur du Pétrole de la côte Est a réalisé des prix moyens de 61,41 \$/b pour le pétrole brut, comparativement à 47,51 \$/b au deuxième trimestre de 2004.

Durant la même période, la production s'est chiffrée en moyenne à 77 800 b/j, comparativement à 85 400 b/j au deuxième trimestre de 2004. La production de Terra Nova au deuxième trimestre s'est élevée en moyenne à 38 100 b/j, comparativement à 41 900 b/j au deuxième trimestre de 2004. La production à Terra Nova en juin a été touchée par des problèmes au niveau du système de compression de gaz. Hibernia a maintenu une fiabilité élevée et la production s'est chiffrée en moyenne à 39 700 b/j au deuxième trimestre de 2005. Au même trimestre de 2004, la production d'Hibernia avait été en moyenne de 43 500 b/j, reflétant une fiabilité exceptionnelle.

Révisions planifiées

Au début de septembre 2005, Terra Nova doit suspendre ses activités pour une révision planifiée qui sera prolongée de 30 jours à 40 jours. Le système de compression de gaz sera arrêté pour une période additionnelle de 10 jours. La révision inclura notamment 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 utilise une démarche graduelle pour atteindre un taux de fiabilité du premier quartile à Terra Nova qui inclura une deuxième phase de réparations en 2006.

Au cours du troisième trimestre de 2005, une révision de 6 jours est prévue à Hibernia.

Taux de redevances de Terra Nova

Tel que prévu, les redevances à Terra Nova augmenteront vers la fin de cette 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 environ 24 % des produits d'exploitation bruts.

Autres activités extracôtières sur la côte Est

La construction des installations à White Rose continue de progresser conformément aux prévisions budgétaires et au calendrier en vue d'un démarrage vers la fin de l'année. À la fin du deuxième trimestre, la mise en service en milieu côtier des systèmes du navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) était bien avancée et l'installation du reste des équipements sous-marins nécessaires à la mise en production avait débuté. Lorsque l'installation sera entièrement opérationnelle, White Rose devrait rapporter à Petro-Canada une production de pointe moyenne nette de 25 000 b/j.

Sables pétrolifères

Les points saillants du trimestre ont notamment été le maintien d'une fiabilité élevée à MacKay River et la signature de l'accord de partenariat officiel pour Fort Hills.

Les Sables pétrolifères ont dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 35 millions \$ au deuxième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 25 millions \$ au deuxième trimestre de 2004. Les prix réalisés plus élevés à Syncrude, de même que la production accrue à MacKay River et à Syncrude, ont été contrebalancés partiellement par l'incidence des écarts de prix croissants entre les pétroles bruts légers et lourds sur les prix du bitume, ainsi que par la charge d'amortissement pour dépréciation et épuisement et les coûts d'exploitation plus élevés.

L'augmentation des coûts d'exploitation est surtout attribuable aux achats de diluant plus importants associés à la production accrue à MacKay River.

Au deuxième trimestre de 2005, les Sables pétrolifères ont enregistré un bénéfice net de 34 millions \$, en hausse par rapport à un bénéfice net de 25 millions \$ au deuxième trimestre de 2004. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2005 comprend une charge de 1 million \$ liée à un supplément de primes d'assurance.

La production à Syncrude s'est stabilisée à des niveaux normaux durant le deuxième trimestre, à la suite de l'achèvement d'activités de révision. La production s'est chiffrée en moyenne à 28 000 b/j au deuxième trimestre de 2005, comparativement à 27 500 b/j au deuxième trimestre de 2004. Les prix réalisés par Syncrude ont été en moyenne de 67,08 \$/b, en hausse par rapport à 51,41 \$/b au deuxième trimestre de 2004. En septembre 2005, une révision planifiée d'une unité de distillation sous vide sera prolongée de 45 jours à 52 jours. La révision vise à permettre à Syncrude de raccorder cette unité à la troisième phase d'agrandissement.

La fiabilité s'est améliorée et la production a continué d'augmenter à MacKay River au cours du deuxième trimestre de 2005. La production a été en moyenne de 20 900 b/j au deuxième trimestre, en hausse par rapport à 13 200 b/j à la même période en 2004. Les travaux visant à raccorder le 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 le milieu de 2006. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River ont été en moyenne de 13,92 \$/b au deuxième trimestre de 2005, comparativement à 19,61 \$/b au deuxième trimestre de 2004.

Fort Hills

Le 24 juin 2005, Petro-Canada a signé l'accord de partenariat officiel et les conventions unanimes des actionnaires avec UTS Energy Corporation en ce qui concerne le projet Fort Hills. Petro-Canada a entrepris les premiers stades des travaux d'ingénierie et d'évaluation des options pour la mine, l'extraction et la valorisation. D'ici la fin de l'année, Petro-Canada prévoit entreprendre la préparation du rapport de base qui établit les paramètres de conception ainsi que l'échéancier du projet. Petro-Canada détient une participation de 60 % dans le projet d'extraction minière et de valorisation de sables pétrolifères Fort Hills et elle en est l'exploitant et sa quote-part nette des ressources des concessions est évaluée à 1,7 milliard de barils de bitume.

International

Le secteur International a continué d'améliorer son portefeuille au deuxième trimestre, avec la mise en production du champ Pict, la réussite de travaux d'exploration en mer du Nord et l'acquisition de blocs d'exploration à Trinité-et-Tobago.

Le secteur International a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 121 millions \$ au deuxième trimestre de 2005, comparativement à 72 millions \$ au deuxième trimestre de 2004. L'accroissement des prix réalisés des marchandises a été contrebalancé en partie par une production en baisse dans le Nord-Ouest de l'Europe de même qu'en Afrique du Nord et au Proche-Orient.

Au deuxième trimestre de 2005, le secteur International a enregistré une perte nette de 55 millions \$, comparativement à

un bénéfice net de 15 millions \$ au deuxième trimestre de 2004. La perte nette du deuxième trimestre de 2005 comprend une perte non réalisée de 171 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et une charge de 5 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2004 comprend une perte non réalisée de 57 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard. Les coûts d'exploitation accrus au deuxième trimestre de 2005 sont surtout attribuables au supplément de primes d'assurance.

Les prix des marchandises réalisés par le secteur International sont demeurés élevés au cours du deuxième trimestre de 2005. Les prix réalisés par le secteur International pour le pétrole brut et les LGN ont été en moyenne de 64,62 \$/b, comparativement à 47,44 \$/b à la même période en 2004. Les prix réalisés par le secteur International pour le gaz naturel ont été en moyenne de 5,99 \$/millier de pi³ au deuxième trimestre de 2005, comparativement à 5,14 \$/millier de pi³ à la même période l'an dernier.

Au cours du deuxième trimestre, la production du secteur International a été en moyenne de 169 900 bep/j, comparativement à 200 300 bep/j au deuxième trimestre de 2004, en raison de la production moindre en mer du Nord et en Syrie. Des initiatives sont en cours en vue d'accroître la production internationale de façon soutenue et des progrès ont été réalisés sur plusieurs fronts au cours du trimestre.

Nord-Ouest de l'Europe

La production du deuxième trimestre a été en moyenne de 36 400 bep/j, en baisse par rapport à 57 900 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 22 000 bep/j au deuxième trimestre de 2005, en baisse par rapport à 36 200 bep/j à la même période l'an dernier. La baisse de la production est attribuable à l'épuisement normal des champs, à une révision de la plateforme Scott et à des fermetures de puits à Guillemot West pour permettre le raccordement de la production de Pict. La révision de la plateforme Scott, initialement prévue pour le troisième trimestre de 2005, a été devancée et s'achèvera vers la fin de juillet. La production tirée du secteur néerlandais de la mer du Nord s'est chiffrée en moyenne à 14 500 bep/j au deuxième trimestre de 2005, comparativement à 21 700 bep/j au deuxième trimestre de 2004. La baisse de la production aux Pays-Bas est attribuable à l'épuisement normal des champs.

Au cours de la troisième semaine de juin 2005, le champ Pict de Petro-Canada, situé dans le bloc 21/23b dans la partie centrale du secteur britannique de la mer du Nord, a été mis en production. Les ressources de ce champ, que Petro-Canada exploite et détient à 100 %, sont évaluées à environ 15 millions de barils de pétrole. Le champ Pict a été mis en valeur au moyen d'installations sous-marines raccordées au NPSD Triton, par l'intermédiaire de l'infrastructure des champs Guillemot West et Northwest. Le champ Pict devrait produire en moyenne 15 000 bep/j d'ici la fin de cette année et 10 000 bep/j en 2006.

Projet Buzzard

Le prochain champ à être mis en production dans le secteur britannique de la mer du Nord sera le champ Buzzard, dans lequel Petro-Canada détient une participation de 29,9 %. La mise en valeur du champ Buzzard continue de progresser conformément au calendrier et aux prévisions budgétaires et la construction est maintenant achevée à 70 %. Le champ Buzzard devrait être mis en production vers la fin de 2006 et atteindre une production de pointe de 60 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada vers la fin de 2007.

Autres projets de mise en valeur

Le champ De Ruyter, situé dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, devrait être mis en production vers la fin de 2006 et rapporter à Petro-Canada une production nette de 10 000 bep/j en période de pointe.

Au cours du premier semestre, Petro-Canada a fait deux découvertes dans le secteur britannique de la mer du Nord et fait avancer les travaux relatifs à la découverte Hejre. Petro-Canada détient une participation de 100 % dans la découverte Saxon, dans la région de l'installation Triton. Le champ Saxon serait d'une taille similaire à celle du champ Pict et pourrait être mis en production dans le courant de 2007. Une deuxième découverte a eu lieu dans le bloc 13/27a, situé à 40 kilomètres au nord-ouest du champ Buzzard. Une analyse est en cours en vue de déterminer si des travaux d'évaluation additionnels sont justifiés pour établir la viabilité commerciale. Au Danemark, les travaux ont progressé en ce qui concerne le champ Hejre antérieurement découvert dans lequel Petro-Canada détient une participation directe de 25 %. Un puits d'appréciation réussi est en cours d'évaluation en vue de la mise en œuvre d'un schéma de production échelonnée au début de 2009.

Afrique du Nord et Proche-Orient

La production en Afrique du Nord et au Proche-Orient a été en moyenne de 121 100 bep/j au deuxième trimestre de 2005, en baisse par rapport à 130 600 bep/j au même trimestre de 2004. La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 49 700 b/j, comparativement à 49 500 b/j au deuxième trimestre de 2004. Un incendie ayant causé des dommages aux installations de traitement à la mi-juin aura une incidence négative sur la production en Libye d'environ 5 500 b/j au troisième trimestre de 2005. La production en Syrie s'est chiffrée en moyenne à 71 400 bep/j, en baisse par rapport à 80 600 bep/j en raison de l'épuisement normal des champs existants parvenus à maturité.

Le 6 juillet 2005, Petro-Canada a signé une licence de reconnaissance d'un an avec l'Office National des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM) du Maroc. La Société réalisera des travaux sur le terrain et des études informatiques portant sur le bloc Bas Draa (qui couvre 59 000 km²) durant la période visée par la licence de reconnaissance.

Nord de l'Amérique latine

La production de gaz au large de Trinité a été en moyenne de 74 millions de pi³/j au deuxième trimestre de 2005, comparativement à 71 millions de pi³/j au deuxième trimestre de 2004.

Le 5 juillet 2005, Petro-Canada a signé des contrats de partage de la production avec le ministère de l'Énergie et des Industries énergétiques de Trinité-et-Tobago relativement aux blocs d'exploration extracôtiers 1a, 1b et 22. Ces blocs couvrent une superficie de 4 258 km² et le bloc 1a contient quatre découvertes. La Société investira environ 100 millions \$ dans la première phase d'exploration, qui comprend une campagne sismique 3D et le forage de six puits d'exploration. Les plans sont bien avancés, de sorte que la campagne sismique dans les blocs 1a et 1b pourra débuter dès le quatrième trimestre de 2005.

AVAL

Le regroupement réussi des activités de raffinage dans l'Est du Canada et deux importantes révisions de raffinerie ont été les points saillants du trimestre. Les prix accrus du pétrole brut et une intense concurrence ont réduit les marges sur les ventes dans le secteur Aval.

Le secteur Aval a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 84 millions \$ au deuxième trimestre de 2005, en baisse par rapport à 105 millions \$ au même trimestre de 2004. La diminution du bénéfice d'exploitation reflète les marges de craquage d'essence plus faibles, les marges réduites sur le bitume, l'incidence des arrêts planifiés dans les raffineries et les volumes de production et de vente plus faibles imputables au regroupement des activités dans l'Est du Canada. Ces facteurs ont été contrebalancés partiellement par des écarts de prix plus prononcés entre les pétroles bruts légers et lourds ainsi que des marges de craquage de distillats plus élevées.

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 89 millions \$ au deuxième trimestre, comparativement à 92 millions \$ au même trimestre de 2004. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2005 comprend un gain de 9 millions \$ à la vente d'éléments d'actif et une charge de 4 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2004 comprend une charge de 13 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage de l'Est du Canada.

La marge de craquage 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 8,42 \$ US/b au deuxième trimestre de 2005, en baisse par rapport à 8,89 \$ US/b au deuxième trimestre de 2004. L'incidence de cette baisse a été amplifiée par un dollar canadien plus fort. L'écart moyen entre les prix internationaux des pétroles bruts légers et lourds s'est accentué, passant à 11,60 \$ US/b au deuxième trimestre de 2005, par rapport à 5,76 \$ US/b en 2004.

Au deuxième trimestre de 2005, les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont diminué de 10 % comparativement à la même période l'an dernier. Les volumes réduits sont surtout attribuables aux ventes inférieures de bitume, de mazout lourd et de carburéacteur associées au 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 76 millions \$ au deuxième trimestre de 2005, comparativement à 90 millions \$ au même trimestre de 2004. Les résultats ont été touchés par les marges de craquage pour l'essence et les marges sur le bitume plus faibles, les arrêts planifiés dans les raffineries et les volumes plus faibles attribuables au regroupement des activités dans l'Est du Canada. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les écarts de prix plus importants entre les pétroles bruts légers et lourds et les marges de craquage pour les distillats plus élevées.

Le segment de la commercialisation a dégagé un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 8 millions \$ au deuxième trimestre de 2005, comparativement à 15 millions \$ au même trimestre de 2004. Les marges sur les ventes au détail ont été faibles en raison de la hausse des coûts du pétrole brut et de la vive concurrence dans plusieurs marchés clés.

Regroupement des activités dans l'Est du Canada

Avec la conversion de la raffinerie d'Oakville en terminal en avril 2005, Petro-Canada a regroupé avec succès ses activités de raffinage dans l'Est du Canada. Le marché ontarien est maintenant approvisionné par l'intermédiaire du pipeline de Pipelines Trans-Nord Inc. depuis la raffinerie agrandie de Montréal et de nouveaux contrats d'approvisionnement en essence, en carburant diesel et en charges d'alimentation.

Usine pétrochimique

Les activités d'intégration entre la raffinerie de Montréal et l'usine de paraxylène de Pétrochimie Coastal (Coastal) sont en cours à la suite de l'acquisition par Petro-Canada d'une participation de 51 % dans cette entreprise en mars 2005. Ce partenariat permet à Petro-Canada d'exploiter des possibilités d'affaires additionnelles qui tirent parti des forces de son nouveau centre de raffinage et d'approvisionnement regroupé dans l'Est du Canada.

Activités de révision dans le secteur Aval

Deux importantes révisions de raffinerie, soit une révision de 30 jours à Montréal et une révision de 25 jours d'une unité de distillation de pétrole brut à Edmonton, ont été réalisées dans les délais impartis et sans dépassement de coûts au deuxième trimestre de 2005. Au cours du troisième trimestre de 2005, une révision de 33 jours à l'usine de lubrifiants de Mississauga et une révision de 35 jours d'une unité d'hydrocraquage à Montréal sont prévues.

SOCIÉTÉ

Les Services partagés ont enregistré une perte nette de 48 millions \$ au deuxième trimestre de 2005, comparativement à une perte nette de 54 millions \$ à la même période en 2004. La perte nette du deuxième trimestre de 2005 comprend une charge de 11 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur du marché de la rémunération à base d'actions et un gain à la conversion de devises de 8 millions \$ lié à la dette à long terme. La perte nette au deuxième trimestre de 2004 comprend une perte à la conversion de devises de 21 millions \$ liée à la dette à long terme.

Les intérêts débiteurs au deuxième trimestre de 2005 ont été de 39 millions \$ avant impôts, comparativement à 38 millions \$ avant impôts au même trimestre de l'an dernier, l'intérêt associé aux niveaux d'endettement accrus ayant été compensé par des intérêts capitalisés plus importants.

Les flux de trésorerie ont été touchés par 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 d'amont ont entraîné une augmentation d'environ 45 millions \$ des flux de trésorerie pour le trimestre, comparativement à une diminution de 10 millions \$ à la même période l'an dernier. Les méthodes d'évaluation des stocks prescrites aux fins de l'impôt dans le secteur Aval ont entraîné une diminution d'environ 27 millions \$ des flux de trésorerie du deuxième trimestre, comparativement à une diminution de 24 millions \$ en 2004.

Activités touchant les actionnaires

Renouvellement de l'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 de rachats d'actions. Au cours du deuxième trimestre de 2005, Petro-Canada a acheté un total de 1 021 800 actions ordinaires à un prix moyen de 74,01 \$/action, pour un coût total d'environ 75 millions \$. En vertu de l'OPRCNA, qui était en vigueur du 22 juin 2004 au 21 juin 2005, la Société a acheté un total de 8 674 782 actions ordinaires à un prix moyen de 66,39 \$/action, pour un coût total d'environ 576 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.

Dividende en actions

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

Augmentation de 33 % du dividende

À compter du dividende du quatrième trimestre payable le 1^{er} octobre 2005, la Société augmentera le dividende trimestriel de 33 %. Le dividende passera de 0,15 \$/action à 0,20 \$/action, avant le dividende en actions (0,10 \$/action en tenant compte du 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 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 35 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2005.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Au 30 juin 2005, l'encours de la dette à court terme était de 24 millions \$, soit les montants prélevés en vertu de facilités de crédit à vue bilatérales. Ce solde a été remboursé au moyen de fonds en caisse après la fin du deuxième trimestre.

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 423 millions \$. Au 30 juin 2005, un montant total de 1 090 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.

Le 11 mai 2005, Petro-Canada a mené à bien une émission d'effets de premier rang à 5,95 % échéant après 30 ans d'un montant de 600 millions \$ US. Cette émission représente le solde disponible en vertu du prospectus préalable déposé par Petro-Canada et sa filiale à 100 %, PC Financial Partnership, le 3 novembre 2004. Le produit net de l'émission a servi à rembourser les emprunts à court terme en cours et le solde a été affecté au financement du fonds de roulement.

Les espèces et quasi-espèces de Petro-Canada totalisaient 283 millions \$ au 30 juin 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 461 millions \$ à la fin du deuxième trimestre, comparativement à un fonds de roulement déficitaire de 777 millions \$ au 31 décembre 2004. La diminution du fonds de roulement déficitaire est surtout attribuable à une augmentation des comptes débiteurs et à une diminution des impôts sur le bénéfice à payer, contrebalancés 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 15 complémentaire aux états financiers consolidés au 30 juin 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 juin 2005.

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion annuel 2004 de la Société. Au cours du deuxième trimestre de 2005, les obligations contractuelles totales ont augmenté d'environ 1,7 milliard \$ à partir du 31 mars 2005. Cette augmentation est surtout attribuable à l'émission de titres d'emprunt de 600 millions \$ US en mai, y compris l'intérêt connexe, et à l'obligation d'acquisition liée au projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Fort Hills. Celles-ci ont été compensées partiellement par une réduction de la dette à la suite du remboursement d'effets à payer à court terme au moyen du produit de l'émission de titres d'emprunt.

Programme de dépenses en immobilisations de 2005

Au deuxième trimestre de 2005, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration de Petro-Canada se sont chiffrés à 869 millions \$ ⁽¹⁾, en hausse par rapport à 624 millions \$ ⁽²⁾ au même trimestre de l'an dernier. Pour les six mois terminés le 30 juin 2005, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration de Petro-Canada ont été de 1 794 millions \$ ⁽¹⁾, comparativement à 1 116 millions \$ ⁽²⁾ à la même période en 2004. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les charges reportées et autres éléments d'actif. Les dépenses en immobilisations en 2005 devraient s'élever à 3 615 millions \$, en hausse par rapport aux prévisions du 16 décembre 2004, qui étaient de 3 235 millions \$. Les dépenses en immobilisations accrues visent surtout de nouvelles occasions de croissance. Dans le secteur Aval, les dépenses accrues comprennent l'acquisition d'une participation dans une usine pétrochimique à Montréal et l'agrandissement de l'usine de lubrifiants. En amont, les dépenses additionnelles reflètent l'acquisition de participations dans les concessions de sables pétrolifères Fort Hills et Dover, les travaux d'exploration additionnels dans le secteur International et la réalisation accélérée du projet White Rose.

- (1) Exclut l'obligation d'achat initiale (269 millions \$ sur une base actualisée) relativement à l'acquisition par la Société d'une participation de 60 % dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères Fort Hills. Cette obligation d'achat sera réduite au fil du temps, à mesure que Petro-Canada s'acquittera du financement de 75 % de la quote-part de son partenaire à l'égard de la prochaine tranche de 1 milliard \$ de capitaux de développement. Les dépenses estimatives de Petro-Canada en 2005, en sus du coût d'acquisition initial, sont incluses dans les prévisions du 26 juillet 2005.
- (2) Exclut 1 218 millions \$ pour l'acquisition de Buzzard.

<i>(en millions de dollars)</i>	Prévisions pour 2005	
	Au 26 juillet 2005	Au 16 décembre 2004
Amont		
Gaz naturel nord-américain	760	760
Pétrole de la côte Est	355	315
Sables pétrolifères (voir la note 1 ci-dessus)	495	400
International	<u>895</u>	<u>825</u>
	2 505	2 300
Aval		
Raffinage	915	780
Commercialisation	115	105
Lubrifiants	<u>50</u>	<u>35</u>
	1 080	920
Société	<u>30</u>	<u>15</u>
Total	<u>3 615</u>	<u>3 235</u>

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, atteignant 171 millions \$ après impôts au deuxième trimestre de 2005, comparativement à

57 millions \$ au deuxième 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 juin 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 juin 2005, 259,2 millions d'actions ordinaires de Petro-Canada étaient en circulation. En moyenne au deuxième trimestre, ce nombre était de 259,7 millions d'actions, comparativement à 266,2 millions d'actions en circulation pour le trimestre terminé le 30 juin 2004.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le mercredi 27 juillet 2005 à 9 h, heure de l'Est. Pour y participer, veuillez composer le 1 800 387-6216 ou le (416) 405-9328 à 8 h 55. Les médias sont invités à écouter la conférence en composant le 1 877 211-7911 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 3155794). La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Internet de Petro-Canada à <http://www.petro-canada.ca/eng/investor/9259.htm> le 27 juillet 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 Securities and Exchange Commission (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 communiqué peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit six mille pieds cubes (pi³) en un baril (b), 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 déposés 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 juin 2005

	Trois mois terminés le		Six mois terminés le	
	30 juin		30 juin	
	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	77,8	85,4	77,8	86,5
Sables pétrolifères	48,9	40,7	43,7	44,0
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	14,5	13,7	15,3	14,4
Nord-Ouest de l'Europe	26,3	43,7	30,3	45,3
Afrique du Nord/Proche-Orient	<u>116,8</u>	<u>127,1</u>	<u>116,9</u>	<u>131,0</u>
	<u>284,3</u>	<u>310,6</u>	<u>284,0</u>	<u>321,2</u>
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	654	691	678	684
Nord-Ouest de l'Europe	61	85	69	94
Afrique du Nord/Proche-Orient	26	21	27	21
Nord de l'Amérique latine	<u>74</u>	<u>71</u>	<u>75</u>	<u>69</u>
	<u>815</u>	<u>868</u>	<u>849</u>	<u>868</u>
Production totale ⁽²⁾ , nette avant redevances (en milliers de bep/j)	<u>420</u>	<u>455</u>	<u>426</u>	<u>466</u>
Après redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	73,6	82,4	74,0	83,8
Sables pétrolifères	48,4	40,3	43,3	43,6
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	10,9	10,1	11,5	10,6
Nord-Ouest de l'Europe	25,2	43,7	29,7	45,3
Afrique du Nord/Proche-Orient	<u>61,7</u>	<u>66,6</u>	<u>62,2</u>	<u>68,6</u>
	<u>219,8</u>	<u>243,1</u>	<u>220,7</u>	<u>251,9</u>
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	503	531	519	520
Nord-Ouest de l'Europe	61	85	69	94
Afrique du Nord/Proche-Orient	4	6	5	5
Nord de l'Amérique latine	<u>49</u>	<u>40</u>	<u>62</u>	<u>54</u>
	<u>617</u>	<u>662</u>	<u>655</u>	<u>673</u>
Production totale ⁽²⁾ , nette après redevances (en milliers de bep/j)	<u>323</u>	<u>353</u>	<u>330</u>	<u>364</u>
Ventes de produits pétroliers (en milliers de m ³ /j)				
Essences	25,2	25,1	24,2	24,5
Distillats	17,8	19,5	19,5	20,8
Divers, dont les produits pétrochimiques	<u>8,6</u>	<u>12,6</u>	<u>8,7</u>	<u>11,5</u>
	<u>51,6</u>	<u>57,2</u>	<u>52,4</u>	<u>56,8</u>
Pétrole brut traité par Petro-Canada (en milliers de m ³ /j)	35,9	45,8	41,8	48,4
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage) ⁽³⁾	87	92	94	97
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts (en cents/litre) ⁽⁴⁾	1,7	2,0	2,0	2,0

(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 pieds cubes de gaz en un baril de pétrole.

(3) Comprend la capacité de la raffinerie d'Oakville, ajustée au pro rata, de façon à refléter le fonctionnement partiel 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 juin 2005

	Trois mois terminés le		Six mois terminés le	
	30 juin		30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en \$/b)				
Pétrole de la côte Est	61,41	47,51	58,26	45,09
Sables pétrolifères	44,35	41,10	41,18	38,31
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	56,83	44,98	54,87	42,26
Nord-Ouest de l'Europe	66,38	48,90	61,08	46,19
Afrique du Nord/Proche-Orient	64,22	46,94	59,67	43,76
Total – pétrole brut et liquides de gaz naturel	59,85	46,52	56,33	43,65
Gaz naturel (en \$/millier de pi³)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	7,29	6,91	6,95	6,69
Nord-Ouest de l'Europe	6,71	5,29	7,13	5,48
Afrique du Nord/Proche-Orient	7,01	5,02	5,87	4,66
Nord de l'Amérique latine	5,05	4,99	5,07	4,86
Total – gaz naturel	7,03	6,55	6,77	6,36

DONNÉES SUR LES ACTIONS
30 juin 2005

	Trois mois terminés le		Six mois terminés le	
	30 juin		30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en millions)	259,7	266,2	259,9	266,1
Nombre moyen pondéré d'actions diluées en circulation (en millions)	263,0	269,7	263,2	269,6
Bénéfice net/action – de base	1,33 \$	1,48 \$	1,78 \$	3,41 \$
– dilué	1,31 \$	1,46 \$	1,76 \$	3,36 \$
Flux de trésorerie/action	3,60 \$	3,22 \$	6,88 \$	6,59 \$
Dividendes/action	0,15 \$	0,15 \$	0,30 \$	0,30 \$
Cours des actions ⁽²⁾ – haut	82,37 \$	64,67 \$	82,37 \$	69,69 \$
– bas	67,30 \$	56,49 \$	59,01 \$	55,46 \$
– clôture au 30 juin	79,75 \$	57,65 \$	79,75 \$	57,65 \$
Actions négociées ⁽³⁾ (en millions)	72,9 \$	60,0 \$	154,3 \$	139,1 \$

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

(2) Les cours des actions sont ceux des actions négociées à la Bourse de Toronto.

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

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES**30 juin 2005***(non vérifiées, en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	117 \$	133 \$	220 \$	252 \$
Pétrole de la côte Est	208	182	377	368
Sables pétrolifères	34	25	15	59
International	116	72	229	195
Aval	80	92	193	179
Services partagés	<u>(56)</u>	<u>(33)</u>	<u>(100)</u>	<u>(65)</u>
Bénéfice d'exploitation	499 \$	471 \$	934 \$	988 \$
Conversion de devises	8	(21)	4	(34)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	(171)	(57)	(484)	(57)
Gain à la vente d'éléments d'actif	<u>9</u>	<u>-</u>	<u>9</u>	<u>9</u>
Bénéfice net	<u>345 \$</u>	<u>393 \$</u>	<u>463 \$</u>	<u>906 \$</u>
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	<u>(77)</u>	<u>(491)</u>	<u>214</u>	<u>(480)</u>
Flux de trésorerie	<u>934 \$</u>	<u>856 \$</u>	<u>1 788 \$</u>	<u>1 753 \$</u>
Capital investi moyen				
Amont				
Aval			8 495	7 238
Services partagés			<u>95</u>	<u>276</u>
Total – Société			<u>11 583 \$</u>	<u>10 104 \$</u>
Rendement du capital investi ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
Amont				
Aval			12,2	18,7
Total – Société			12,1	14,8
Rendement d'exploitation du capital investi ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
Amont				
Aval			19,7	19,3
Total – Société			16,6	15,2
Rendement des capitaux propres (en pourcentage)				
15,3				
18,1				
Dette				
3 089 \$				
2,290 \$				
Espèces et quasi-espèces				
283 \$				
521 \$				
Ratio de la dette sur les flux de trésorerie ⁽¹⁾ (fois)				
0,8				
0,7				
Ratio de la dette sur la dette plus les capitaux propres				
(en pourcentage)				
26,1				
21,4				

(1) Moyenne mobile sur 12 mois.

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

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

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Produits				
Exploitation	\$ 4 286	\$ 3 653	\$ 8 166	\$ 7 092
Revenus de placement et autre produits (Note 4)	<u>(226)</u>	<u>(88)</u>	<u>(724)</u>	<u>(54)</u>
	<u>4 060</u>	<u>3 565</u>	<u>7 442</u>	<u>7 038</u>
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 096	1 666	3 948	3 139
Exploitation, commercialisation et administration (Note 5)	758	669	1 454	1 324
Exploration	58	65	140	110
Amortissement pour dépréciation et épuisement (Note 5)	349	343	697	698
Gain (perte) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	(10)	26	(5)	42
Intérêts	<u>39</u>	<u>38</u>	<u>73</u>	<u>75</u>
	<u>3 290</u>	<u>2 807</u>	<u>6 307</u>	<u>5 388</u>
Bénéfice avant impôts	770	758	1,135	1 650
Impôts sur le bénéfice				
Exigibles	461	424	892	819
Futurs (Note 6)	<u>(36)</u>	<u>(59)</u>	<u>(220)</u>	<u>(75)</u>
	<u>425</u>	<u>365</u>	<u>672</u>	<u>744</u>
Bénéfice net	\$ <u>345</u>	\$ <u>393</u>	\$ <u>463</u>	\$ <u>906</u>
Bénéfice par action (Note 8)				
De base (en dollars)	\$ <u>1,33</u>	\$ <u>1,48</u>	\$ <u>1,78</u>	\$ <u>3,41</u>
Dilué (en dollars)	\$ <u>1,31</u>	\$ <u>1,46</u>	\$ <u>1,76</u>	\$ <u>3,36</u>

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

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfices non répartis au début de la période	\$ 5 487	\$ 4 283	\$ 5 408	\$ 3 810
Bénéfice net	345	393	463	906
Dividendes sur les actions ordinaires	<u>(39)</u>	<u>(40)</u>	<u>(78)</u>	<u>(80)</u>
Bénéfices non répartis à la fin de la période	\$ <u>5 793</u>	\$ <u>4 636</u>	\$ <u>5 793</u>	\$ <u>4 636</u>

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés.

FLUX DE TRÉSORERIE (non vérifiés)
Pour la période terminée le 30 juin 2005
(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 30 juin		Six mois terminés le 30 juin	
	2005	2004 (retraités)	2005	2004 (retraités)
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	345	393	463	906
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	349	343	697	698
Impôts futurs	(36)	(59)	(220)	(75)
Accroissement des obligations liées à la mise hors service de biens	13	12	29	24
Gain (perte) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	(10)	26	(5)	42
Gain à la cession d'éléments d'actif (Note 4)	(14)	-	(14)	(10)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard (Note 14)	272	93	764	93
Autres	(8)	12	1	18
Charges d'exploration (Note 3)	23	36	73	57
Produit de la vente de comptes débiteurs (Note 9)	-	399	80	399
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation	<u>77</u>	<u>92</u>	<u>(294)</u>	<u>81</u>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<u>1 011</u>	<u>1 347</u>	<u>1 574</u>	<u>2 233</u>
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration (Notes 3 et 7)	(1 076)	(1 805)	(1 955)	(2 267)
Produit de la vente d'éléments d'actif	20	2	21	32
Augmentation des charges reportées et autres éléments d'actif	(27)	(8)	(41)	(14)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse et autre lié aux activités d'investissement	<u>191</u>	<u>10</u>	<u>210</u>	<u>(4)</u>
	<u>(892)</u>	<u>(1 801)</u>	<u>(1 765)</u>	<u>(2 253)</u>
Activités de financement				
Augmentation (diminution) des effets à payer à court terme	(588)	286	(279)	286
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme (Note 10)	762	-	762	-
Remboursement sur la dette à long terme	(2)	(295)	(3)	(296)
Produit de l'émission d'actions ordinaires (Note 11)	18	9	45	24
Achat d'actions ordinaires (Note 11)	(75)	(10)	(142)	(10)
Dividendes sur les actions ordinaires	(39)	(40)	(78)	(80)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités de financement	<u>(1)</u>	<u>9</u>	<u>(1)</u>	<u>(18)</u>
	<u>75</u>	<u>(41)</u>	<u>304</u>	<u>(94)</u>
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	194	(495)	113	(114)
Espèces et quasi-espèces au début de la période	<u>89</u>	<u>1 016</u>	<u>170</u>	<u>635</u>
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	<u><u>283</u></u>	<u><u>521</u></u>	<u><u>283</u></u>	<u><u>521</u></u>

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

	30 juin 2005	31 décembre 2004
Actif		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces	283	170
Débiteurs (Note 9)	1 558	1 254
Stocks	578	549
Charges payées d'avance	<u>45</u>	<u>13</u>
	2 464	1 986
Immobilisations corporelles, nettes	15 801	14 783
Écart d'acquisition	915	986
Charges reportées et autres éléments d'actif	<u>396</u>	<u>345</u>
	<u>19 576</u>	<u>18 100</u>
Passif et avoir des actionnaires		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	2 398	2 223
Impôts sur le bénéfice à payer	244	370
Effets à payer à court terme	24	299
Tranche à court terme de la dette à long terme	<u>7</u>	<u>6</u>
	2 673	2 898
Dette à long terme (Note 10)	3 058	2 275
Autres éléments de passif	1 702	646
Obligations relatives à la mise hors service de biens	842	834
Impôts futurs	2 538	2 708
Avoir des actionnaires		
Actions ordinaires (Note 11)	1 353	1 314
Surplus d'apport	1 611	1 743
Bénéfices non répartis	5 793	5 408
Écart de conversion de devises	<u>6</u>	<u>274</u>
	8 763	8 739
	<u>19 576</u>	<u>18 100</u>

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

(en millions de dollars canadiens)

1 INFORMATION SECTORIELLE

Trois mois terminés le 30 juin

	Amont												Total consolidé			
	Gaz naturel nord-américain		Pétrole de la côte Est		Sables pétrolifères		International		Aval		Services partagés				2005	2004
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004				
Produits																
Ventes aux clients	452	447	359	261	168	85	662	523	2 645	2 337	-	-	4,286	3 653		
Revenus de placement et autres produits	1	-	-	-	1	-	(251)	(89)	35	(4)	(12)	5	(226)	(88)		
Ventes intersectorielles	76	52	58	105	171	130	-	-	3	2	-	-				
Produits sectoriels	529	499	417	366	340	215	411	434	2 683	2 335	(12)	5	4 060	3 565		
Charges																
Achats de pétrole brut et de produits	106	93	-	-	133	64	-	-	1 861	1 511	(4)	(2)	2 096	1 666		
Opérations intersectorielles	-	-	3	2	17	12	-	-	288	275	-	-				
Exploitation, commercialisation et administration	109	93	36	26	104	90	125	110	345	333	39	17	758	669		
Exploration	22	23	-	2	3	-	33	40	-	-	-	-	58	65		
Amortissement pour dépréciation et épuisement	90	75	73	70	30	12	103	116	52	69	1	1	349	343		
Gain (perte) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	26	(10)	26		
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39	38	39	38		
	327	284	112	100	287	178	261	266	2 546	2 188	65	80	3 290	2 807		
Bénéfice (perte) avant impôts	202	215	305	266	53	37	150	168	137	147	(77)	(75)	770	758		
Impôts sur le bénéfice																
Exigibles	69	94	87	87	7	(13)	257	198	71	77	(30)	(19)	461	424		
Futurs	16	(12)	10	(3)	12	25	(52)	(45)	(23)	(22)	1	(2)	(36)	(59)		
	85	82	97	84	19	12	205	153	48	55	(29)	(21)	425	365		
Bénéfice net (perte nette)	117	133	208	182	34	25	(55)	15	89	92	(48)	(54)	345	393		
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	131	173	68	70	396	79	253	1 286	224	195	4	2	1 076 ⁽¹⁾	1 805 ⁽¹⁾		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	255	251	215	214	73	74	243	308	262	418	(37)	82	1 011	1 347		

⁽¹⁾ Les dépenses comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 9 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2005 (3 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2004).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

(en millions de dollars canadiens)

1 INFORMATION SECTORIELLE

Six mois terminés le 30 juin

	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	883	865	596	504	297	180	1 254	1 084	5 136	4 459	-	-	8 166	7 092
Revenus de placement et autres produits	1	1	-	-	-	-	(738)	(71)	28	5	(15)	11	(724)	(54)
Ventes intersectorielles	149	98	176	241	281	255	-	-	7	5	-	-		
Produits sectoriels	1 033	964	772	745	578	435	516	1 013	5 171	4 469	(15)	11	7 442	7 038
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	201	186	-	-	242	125	-	-	3 505	2 825	-	3	3 948	3 139
Opérations intersectorielles	4	3	3	2	32	22	-	-	574	572	-	-		
Exploitation, commercialisation et administration	201	178	80	61	199	172	236	230	672	653	66	30	1 454	1 324
Exploration	64	48	-	2	31	9	45	51	-	-	-	-	140	110
Amortissement pour dépréciation et épuisement	184	149	136	142	50	24	221	246	105	136	1	1	697	698
Gain (perte) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	42	(5)	42
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73	75	73	75
	654	564	219	207	554	352	502	527	4 856	4 186	135	151	6 307	5 388
Bénéfice (perte) avant impôts	379	400	553	538	24	83	14	486	315	283	(150)	(140)	1 135	1 650
Impôts sur le bénéfice														
Exigibles	148	182	172	163	(22)	(27)	476	398	171	142	(53)	(39)	892	819
Futurs	11	(34)	4	7	31	51	(207)	(58)	(58)	(39)	(1)	(2)	(220)	(75)
	159	148	176	170	9	24	269	340	113	103	(54)	(41)	672	744
Bénéfice net (perte nette)	220	252	377	368	15	59	(255)	146	202	180	(96)	(99)	463	906
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	380	305	127	121	546	165	420	1 358	478	316	4	2	1 955 ⁽¹⁾	2 267 ⁽¹⁾
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	490	450	442	490	110	150	423	585	273	527	(164)	31	1,574	2 233

⁽¹⁾ Les dépenses comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 17 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 2005 (5 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 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, à l'exception de 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 35 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2005 (29 millions \$ pour les trois mois terminés le 30 juin 2004) et 67 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 2005 (53 millions \$ pour les six mois terminés le 30 juin 2004).

4. REVENUS DE PLACEMENT ET AUTRES PRODUITS

Les revenus de placement et autres produits comprennent des pertes nettes sur contrats dérivés (voir Note 14) de 254 millions \$ et de 759 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005, respectivement (95 millions \$ et 90 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2004) ainsi que des gains nets à la cession d'éléments d'actif de 14 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005, respectivement (néant \$ et 10 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2004).

5. DÉVALUATION D'ÉLÉMENTS D'ACTIF

À la suite d'un examen de ses activités de raffinage et d'approvisionnement de 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, est d'environ 200 millions \$ après impôts. Les charges suivantes ont été enregistrées dans le secteur Aval :

	Trois mois terminés le 30 juin				Six mois terminés le 30 juin			
	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 déclassement et coûts liés au personnel)	-	-	1	-	1	1	2	1
Amortissement pour dépréciation (dévaluation d'éléments d'actif et amortissement pour dépréciation accru)	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>20</u>	<u>13</u>	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>40</u>	<u>25</u>
	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>21</u>	<u>13</u>	<u>2</u>	<u>1</u>	<u>42</u>	<u>26</u>

6. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Les impôts sur le bénéfice futurs pour les six mois terminés le 30 juin 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 \$.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)**7. 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 \$.

8. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

(en millions)	<u>Trois mois terminés le 30 juin</u>		<u>Six mois terminés le 30 juin</u>	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	259,7	266,2	259,9	266,1
Effet de dilution des options sur actions	<u>3,3</u>	<u>3,5</u>	<u>3,3</u>	<u>3,5</u>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilués	<u>263,0</u>	<u>269,7</u>	<u>263,2</u>	<u>269,6</u>

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 six mois terminés le 30 juin 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 juin 2005, des comptes débiteurs impayés de 480 millions \$ avaient été vendus en vertu du programme.

10. DETTE À LONG TERME

	<u>Échéance</u>	<u>30 juin 2005</u>
Obligations et effets		
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % ⁽¹⁾ (600 millions \$ US)	2035	735
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	368
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	306
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	337
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	368
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	490
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	368
Contrats de location-acquisition	2007-2017	83
Prêts fiduciaires aux concessionnaires des ventes au détail	2012-2014	<u>10</u>
		3 065
Tranche à court terme		<u>(7)</u>
		<u>3 058</u>

⁽¹⁾ En mai 2005, la Société a émis pour 600 millions \$ 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 vérifiés)

11. AVOIR DES ACTIONNAIRES

Variations du nombre d'actions ordinaires :

	<u>Nombre</u>	<u>Montant</u>
Solde au 1 ^{er} janvier 2005	259 964 011	1 314
Actions émises à la levée d'options sur actions	1 229 052	45
Actions achetées	(1 966 700)	(10)
Rémunération à base d'actions	<u>-</u>	<u>4</u>
Solde au 30 juin 2005	<u>259 226 363</u>	<u>1 353</u>

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 13 millions de ses actions ordinaires au cours de la période du 22 juin 2005 au 21 juin 2006, sous réserve de certaines conditions. La Société a acheté 1 021 800 actions à un coût de 75 millions \$ et 1 966 700 actions à un coût de 142 millions \$ au cours des trois mois et des six mois terminés le 30 juin 2005, respectivement (166 000 actions à un coût de 10 millions \$ au cours des trois mois et des six mois terminés le 30 juin 2004). L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions achetées, qui a totalisé 70 millions \$ et 132 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005, respectivement, a été enregistré en tant que réduction du surplus d'apport.

12. 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 :

	<u>Options sur actions</u>		<u>UAR</u>
	<u>Nombre</u>	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)	<u>Nombre</u>
Solde au 1 ^{er} janvier 2005	9 037 349	41,82	282 930
Octroyées	2 002 400	68,56	319 171
Levées	(1 229 052)	36,29	-
Annulées	<u>(93 224)</u>	<u>57,21</u>	<u>(14 416)</u>
Solde au 30 juin 2005	<u>9 717 473</u>	<u>58,16</u>	<u>587 685</u>

Au cours des trois mois et des six mois terminés le 30 juin 2005, la charge de rémunération à base d'actions enregistrée dans les résultats consolidés a été de 19 millions \$ et de 37 millions \$, respectivement (2 millions \$ et 5 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2004).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

Une charge de rémunération n'a pas été comptabilisée 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 juin										
	<u>2005</u>		<u>2004</u>		<u>2005</u>				<u>2004</u>		
	Bénéfice net				Bénéfice par action						
				<i>(en dollars)</i>							
				De base		Dilué		De base		Dilué	
Bénéfice net présenté	345	\$	393	1,33	\$	1,31	1,48		1,46		
Ajustement pro forma	<u>2</u>		<u>3</u>	<u>0,01</u>		<u>0,01</u>	<u>0,02</u>		<u>0,01</u>		<u>0,01</u>
Bénéfice net pro forma	<u>343</u>	\$	<u>390</u>	<u>1,32</u>	\$	<u>1,30</u>	<u>1,46</u>		<u>1,45</u>		<u>1,45</u>

	Six mois terminés le 30 juin										
	<u>2005</u>		<u>2004</u>		<u>2005</u>				<u>2004</u>		
	Bénéfice net				Bénéfice par action						
				<i>(en dollars)</i>							
				De base		Dilué		De base		Dilué	
Bénéfice net présenté	463		906	1,78		1,76	3,41		3,36		
Ajustement pro forma	<u>4</u>		<u>5</u>	<u>0,01</u>		<u>0,02</u>	<u>0,02</u>		<u>0,02</u>		<u>0,02</u>
Bénéfice net pro forma	<u>459</u>		<u>901</u>	<u>1,77</u>		<u>1,74</u>	<u>3,39</u>		<u>3,34</u>		<u>3,34</u>

13. 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 :

	<u>Trois mois terminés le 30 juin</u>		<u>Six mois terminés le 30 juin</u>	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	8	7	16	13
Intérêts débiteurs	21	20	42	40
Rendement prévu de l'actif des régimes	(21)	(19)	(43)	(38)
Amortissement de l'actif transitoire	(1)	(1)	(2)	(2)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	<u>8</u>	<u>7</u>	<u>17</u>	<u>15</u>
	<u>15</u>	<u>14</u>	<u>3</u>	<u>28</u>
Régimes à cotisations déterminées	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>7</u>	<u>6</u>
	<u>18</u>	\$ <u>17</u>	<u>37</u>	<u>34</u>
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	1	\$ 1	2	2
Intérêts débiteurs	3	3	6	6
Amortissement de l'obligation transitoire	<u>-</u>	\$ <u>1</u>	<u>1</u>	<u>2</u>
	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>9</u>	<u>10</u>

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

La Société prévoit verser une cotisation de 95 millions \$ à ses régimes de retraite à prestations déterminées en 2005. Au 30 juin 2005, des cotisations de 48 millions \$ avaient été versées.

14. 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. Pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005, les pertes non réalisées liées à ces contrats se sont élevées à 272 millions \$ et à 764 millions \$, respectivement, (93 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2004).

Des pertes non réalisées sur tous les contrats dérivés ont réduit les revenus de placement et autres produits de 263 millions \$ et de 757 millions \$ pour les trois mois et les six mois terminés le 30 juin 2005. Au 30 juin 2005, les débiteurs et charges à payer ont augmenté de 11 millions \$ et de 1 097 millions \$, respectivement, en raison de montants non réalisés évalués à la valeur du marché sur les contrats dérivés.

15. 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.

16. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Le 26 juillet 2005, le Conseil d'administration a déclaré un fractionnement d'actions effectué sous forme de dividende. Les actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux le 3 septembre 2005 recevront une action ordinaire additionnelle pour chaque action ordinaire qu'ils détiennent. Le dividende en actions est payable le 14 septembre 2005.

À compter du dividende du quatrième trimestre payable le 1^{er} octobre 2005, la Société augmentera le dividende trimestriel à 0,20 \$/action avant fractionnement.