

2005

Rapport trimestriel



Pour publication immédiate
Le 26 janvier 2006

(also published in English)

Solides résultats financiers en 2005 et portefeuille de croissance substantiel pour l'avenir

Points saillants

- Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels record de 2,4 milliards \$ et flux de trésorerie records de 4 milliards \$ en 2005
- Objectifs de production atteints et remplacement de 195 % des réserves prouvées et probables sur cinq ans
- Renforcement du portefeuille avec l'acquisition de Fort Hills, la mise en production de White Rose et un accord en vue de vendre des actifs matures en Syrie

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation, ajusté en fonction des éléments inhabituels, de 714 millions \$ (1,38 \$/action) pour le quatrième trimestre, en hausse de 58 % par rapport à 451 millions \$ (0,87 \$/action) au même trimestre de 2004. Les flux de trésorerie au quatrième trimestre de 2005 ont été de 1 181 millions \$ (2,29 \$/action), comparativement à 1 007 millions \$ (1,93 \$/action) au même trimestre de l'an dernier. Les flux de trésorerie n'incluent pas la variation du fonds de roulement hors caisse.

Le bénéfice net pour le quatrième trimestre de 2005 a été de 714 millions \$ (1,38 \$/action), comparativement à 441 millions \$ (0,85 \$/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.

« Nous avons terminé l'année avec un bénéfice et des flux de trésorerie records pour le trimestre et pour l'exercice. Nous avons aussi renforcé notre portefeuille en ajoutant des projets à long terme comme Fort Hills et en cédant des actifs matures en Syrie », a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction.

Durant le trimestre, Petro-Canada a conclu un accord en vue de vendre les actifs producteurs de la Société en Syrie. Ces actifs et les résultats connexes sont présentés en tant qu'activités abandonnées et exclus des activités poursuivies. Par conséquent, au quatrième trimestre de 2005, le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels a été de 666 millions \$ (1,29 \$/action), comparativement à 444 millions \$ (0,85 \$/action) au quatrième trimestre de 2004. Le bénéfice net lié aux activités poursuivies au quatrième trimestre de 2005 a été de 668 millions \$ (1,29 \$/action), comparativement à 434 millions \$ (0,83 \$/action) à la même période de 2004. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies au quatrième trimestre de 2005 ont été de 1 116 millions \$ (2,16 \$/action), comparativement à 966 millions \$ (1,85 \$/action) au même trimestre de l'an dernier.

Résultats du quatrième trimestre

(en millions \$, sauf les montants par action) ⁽¹⁾	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Résultats consolidés				
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels ⁽²⁾	714 \$	451 \$	2 365 \$	1 901 \$
Bénéfice net	714	441	1 791	1 757
Flux de trésorerie	1 181 \$	1 007 \$	4 032 \$	3 629 \$
Résultats liés aux activités poursuivies				
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels ⁽²⁾	666 \$	444 \$	2 265 \$	1 842 \$
– en \$/action	1,29	0,85	4,37	3,48
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	668	434	1 693	1 698
– en \$/action	1,29	0,83	3,27	3,21
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 116	966	3 787	3 425
– en \$/action	2,16	1,85	7,31	6,47
Dividendes – en \$/action	0,10	0,07	0,33	0,30
Programme de rachat d'actions	89	159	346	447
– en millions d'actions	2,0	4,8	8,3	13,7
Dépenses en immobilisations pour les activités poursuivies	884 \$	938 \$	3 630 \$	4 573 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	516,2	521,2	518,4	529,3

(1) Les montants par action sont indiqués sur la base du dividende en actions versé.

(2) Le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels (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 ainsi que les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés associés à Buzzard, ajusté en fonction des éléments inhabituels), est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation.

Points saillants de l'exploitation

La production au quatrième trimestre s'est chiffrée à 426 200 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) (activités poursuivies – 359 800 bep/j) en 2005, comparativement à 437 200 bep/j (activités poursuivies – 362 500 bep/j) au même trimestre de 2004. La production moindre reflète les volumes plus faibles dans l'Ouest du Canada et en Syrie. Ces facteurs ont été compensés en partie par des volumes accrus sur la côte Est, attribuables au rendement amélioré de Terra Nova, à la grande fiabilité d'Hibernia et à la mise en production de White Rose.

En 2005, la production de pétrole brut, de liquides de gaz naturel (LGN) et de gaz naturel s'est chiffrée en moyenne à 424 700 bep/j (activités poursuivies – 354 600 bep/j), ce qui est conforme aux indications antérieures.

La production moyenne tirée des activités d'amont poursuivies de Petro-Canada devrait augmenter et se situer dans une fourchette de 365 000 bep/j à 390 000 bep/j en 2006. La croissance prévue de la production en 2006 est surtout attribuable aux volumes additionnels provenant de White Rose, de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude, du démarrage de De Ruyter et de l'aménagement d'un nouvel emplacement de puits à MacKay River.

« Nous sommes à un tournant très positif. Nous prévoyons que la production tirée des activités poursuivies augmentera de 8 % à 11 % par année en moyenne au cours des trois prochains exercices, a déclaré M. Brenneman. En même temps, nos investissements dans le secteur Aval seront davantage consacrés à la croissance avec l'achèvement des projets réglementaires. »

Au quatrième trimestre, le secteur Aval a continué d'afficher une fiabilité élevée aux raffineries de Montréal et d'Edmonton avec un dossier de sécurité amélioré à la raffinerie d'Edmonton où on a dépassé la marque des quatre millions d'heures sans blessure avec perte de temps. Du côté des ventes au détail, les ventes des dépanneurs ont continué de progresser et affichent une hausse de plus de 15 % par rapport à la même période l'an dernier. La proportion des ventes de produits à marge élevée des Lubrifiants a augmenté au quatrième trimestre de 2005, par rapport à la même période en 2004, et elle s'approche de l'objectif annuel de 75 %.

	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Amont – résultats consolidés				
<i>Production avant redevances</i>				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de barils/jour)	292,3	288,7	286,4	305,7
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	803	891	831	873
Production totale ⁽¹⁾ (en milliers de barils équivalent pétrole/jour)	426	437	425	451
<i>Prix réalisés moyens</i>				
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en \$/baril)	61,27	48,41	60,79	46,89
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	11,27	6,64	8,16	6,41
Amont – activités poursuivies				
<i>Production tirée des activités poursuivies avant redevances</i>				
Production de pétrole brut et liquides de gaz naturel, nette (en milliers de barils/jour)	229,9	217,9	220,5	230,0
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes/jour)	779	868	806	852
Production totale ⁽¹⁾ (en milliers de barils équivalent pétrole/jour)	360	362	355	372
<i>Prix réalisés moyens – activités poursuivies</i>				
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en \$/baril)	60,50	48,99	60,48	46,95
Gaz naturel (en \$/millier de pieds cubes)	11,40	6,69	8,21	6,45
Aval				
Ventes de produits pétroliers (en milliers de mètres cubes/jour)	52,9	55,4	52,8	56,6
Utilisation moyenne des raffineries ⁽²⁾ (en pourcentage)	99	96	96	98
Bénéfice d'exploitation du secteur Aval après impôts ⁽³⁾ (en cents/litre)	2,2	2,0	2,1	1,7

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

(2) 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, qui a pris effet le 11 avril 2005.

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

Perspectives

Mise à jour sur les activités d'exploitation

- Les dommages causés par un incendie en janvier 2006 réduiront la production de lubrifiants de près de la moitié pendant environ deux mois
- Une révision de la raffinerie d'Edmonton est prévue au printemps 2006
- Le projet de désulfuration du carburant diesel à la raffinerie d'Edmonton continue de progresser conformément au calendrier et au budget en vue de l'achèvement du projet en juin
- Une révision de 70 à 90 jours du navire de production Terra Nova est prévue à compter de juillet 2006

Jalons stratégiques

- Définition plus détaillée des plans de mise en valeur pour Fort Hills
- Conclusion de la vente des actifs producteurs syriens et affectation du produit au programme de rachat d'actions
- Mise en service de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude au milieu de 2006

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

DEMANDES DES MÉDIAS ET DU PUBLIC

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

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

www.petro-canada.ca

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 26 janvier 2006, est présenté aux pages 4 à 28 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005; aux rapports de gestion pour les trois mois, les six mois et les neuf mois terminés le 31 mars 2005, le 30 juin 2005 et le 30 septembre 2005, respectivement; 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 de la Société datée du 15 mars 2005.

MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

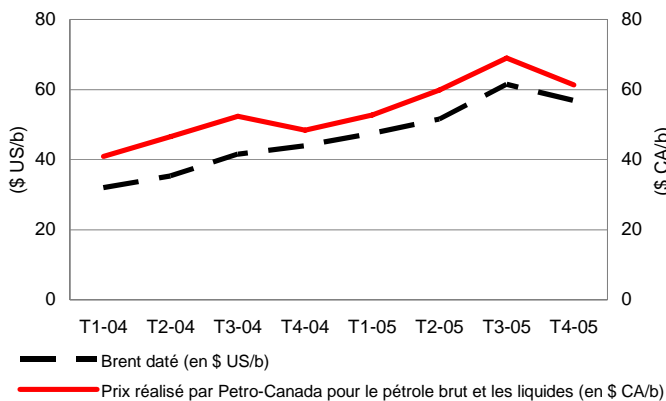
Les flux de trésorerie, qui sont exprimés en tant que flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse, sont utilisés par la Société pour l'analyse du rendement d'exploitation, du levier financier et des liquidités. Le bénéfice d'exploitation, qui représente le bénéfice net en excluant les gains ou les pertes à la conversion de devises et à la cession d'éléments d'actif ainsi 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 peuvent ne pas être 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 28 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, tels qu'ils figurent dans le tableau à la page 26.

AMONT

Pétrole brut



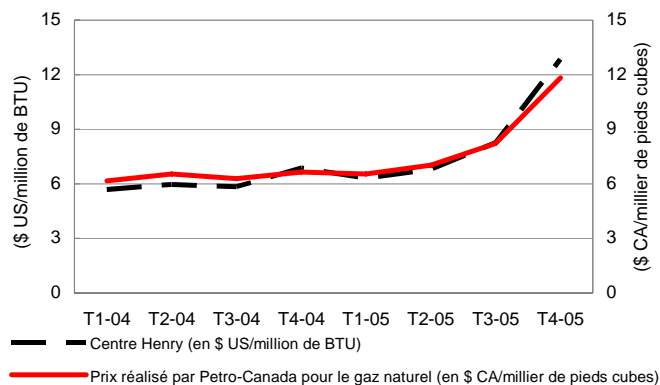
Après une série d'augmentations, les prix du brut ont chuté au quatrième trimestre de 2005. Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 56,90 \$ US/baril (b) au quatrième trimestre de 2005, en hausse de 29 % par rapport à 44,00 \$ US/b au quatrième trimestre de 2004. Au quatrième trimestre de 2005, la valeur moyenne du dollar canadien a été de 0,85 \$ US, en hausse par rapport à 0,82 \$ US au quatrième trimestre de 2004.

Par conséquent, les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada à l'échelle de la Société pour le pétrole brut et les liquides ont augmenté de 27 %, le prix moyen étant passé de 48,41 \$/b au quatrième trimestre de 2004 à 61,27 \$/b au quatrième trimestre de 2005.

Au quatrième trimestre de 2004, les prix réalisés par Petro-Canada pour le pétrole brut et les liquides ont baissé à un moment où les prix du Brent étaient à la hausse, surtout en raison de la vigueur du dollar canadien. De plus, les écarts de prix entre les bruts légers et lourds et les bruts sulfureux et peu sulfureux ont fait chuter le prix réalisé pour certains des pétroles bruts de la Société.

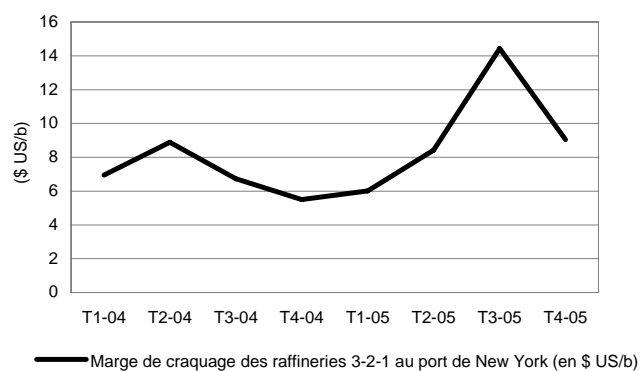
Parallèlement à la hausse des prix internationaux et canadiens des bruts légers, les écarts de prix entre les bruts légers et les bruts lourds ont continué d'augmenter, tant au niveau international qu'au Canada. Au quatrième trimestre, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain a augmenté, passant à 13,65 \$ US/b, comparativement à 11,70 \$ US/b au quatrième trimestre de 2004. Au Canada, l'écart de prix entre les pétroles Edmonton Light et Lloydminster Blend a augmenté pour atteindre 29,25 \$/b au quatrième trimestre de 2005, par rapport à 23,71 \$/b au quatrième trimestre de 2004.

Gaz naturel



Les prix du gaz naturel ont continué d'augmenter au quatrième trimestre de 2005. Durant le trimestre, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont été en moyenne de 12,85 \$ US/million de BTU, en hausse de 87 % par rapport à 6,87 \$ US/million de BTU au quatrième 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 11,83 \$/millier de pi³ au quatrième trimestre de 2005, en hausse de 72 % par rapport à 6,89 \$/millier de pi³ au quatrième trimestre de 2004, ce qui reflète les tendances des prix du marché.

AVAL



La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a diminué au quatrième trimestre de 2005 par rapport aux niveaux exceptionnels associés aux événements causés par les ouragans au troisième trimestre de 2005. Au quatrième trimestre, la marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 9,04 \$ US/b, en hausse de 64 % par rapport à 5,50 \$ US/b au quatrième trimestre de 2004.

Les prix moyens du marché pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre se présentent comme suit :

	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Brent daté à Sullom Voe (en \$ US/b)	56,90	44,00	54,38	38,21
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (en \$ US/b)	60,02	48,28	56,56	41,40
Écart de prix FAB Brent daté-Maya (en \$ US/b)	13,65	11,70	13,52	8,20
Edmonton Light (en \$ CA/b)	71,70	58,05	69,22	52,78
Écart de prix FAB Edmonton Light/ Lloydminster Blend (en \$ CA/b)	29,25	23,71	26,17	17,07
Gaz naturel au centre Henry (en \$ US/million de BTU)	12,85	6,87	8,55	6,09
Gaz naturel au centre AECO (en \$ CA/millier de pi ³)	12,18	7,39	8,84	7,08
Marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York (en \$ US/b)	9,04	5,50	9,47	7,02
Taux de change (en cents US/\$ CA)	85,2	81,9	82,5	76,8

Le tableau ci-dessous indique les incidences après impôts estimatives que la variation de certains facteurs aurait pu avoir, si elle avait eu lieu, sur le bénéfice net lié aux activités poursuivies de Petro-Canada en 2005. 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> ⁽³⁾
Amont			
Prix réalisé pour le pétrole brut et les LGN ⁽⁴⁾	1,00 \$/b	52 \$	0,10 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 \$/millier de pi ³	32	0,06
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence sur le bénéfice lié aux activités d'amont poursuivies ⁽⁵⁾	0,01 \$	(36)	(0,07)
Production de pétrole brut et de LGN	1 000 b/j	9	0,02
Production de gaz naturel	10 millions de pi ³ /j	11	0,02
Contrats dérivés associés à Buzzard (non réalisés) ⁽⁶⁾	1,00 \$/b	(19)	(0,04)
Aval			
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York	0,10 \$ US/b	6	0,01
Écart de prix entre le brut léger et le brut lourd	1,00 \$ US/b	7	0,01
Société			
Taux de change : \$ CA/\$ US – fait référence à l'incidence de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains ⁽⁷⁾	0,01 \$	14 \$	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) Les montants par action sont indiqués sur la base du dividende en actions versé.

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

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

(6) Fait référence aux gains ou aux pertes sur les contrats de vente à terme portant sur la vente future de 35,8 millions de barils de pétrole brut Brent qui ont été conclus dans le cadre de l'acquisition par la Société d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique du la mer du Nord.

(7) Un raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence positive sur le bénéfice de la Société, car Petro-Canada détient des titres d'emprunt libellés en dollars américains. L'incidence fait référence aux gains ou aux pertes sur une tranche de 1,4 milliard \$ 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 1,1 milliard \$ US de la dette à long terme de la Société libellée en dollars américains, associée au secteur International autonome et aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur du Gaz naturel nord-américain, sont reportés et présentés comme faisant partie de l'avoir des actionnaires.

ANALYSE DU BÉNÉFICE ET DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Analyse du bénéfice

Durant le trimestre, Petro-Canada a conclu un accord en vue de vendre les actifs producteurs de la Société en Syrie. Ces actifs et les résultats connexes sont présentés en tant qu'activités abandonnées et sont exclus des activités poursuivies.

<i>(en millions \$, sauf les montants par action) ⁽¹⁾</i>	Trois mois terminés le 31 décembre				Exercice terminé le 31 décembre			
	2005	<i>(en \$/ action)</i>	2004	<i>(en \$/ action)</i>	2005	<i>(en \$/ action)</i>	2004	<i>(en \$/ action)</i>
Bénéfice net	714 \$	1,38 \$	441	0,85 \$	1 791 \$	3,45 \$	1 757 \$	3,32 \$
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	46		7		98		59	
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	668 \$	1,29 \$	434	0,83 \$	1 693 \$	3,27 \$	1 698	3,21 \$
Gain (perte) à la conversion de devises ⁽²⁾	(5)		43		73		63	
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard ⁽³⁾	7		(41)		(562)		(205)	
Gain à la vente d'éléments d'actif	18		–		34		11	
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	648		432		2 148		1 829	
Rémunération à base d'actions	(9)		(1)		(66)		(11)	
Suppléments de primes d'assurance ⁽⁴⁾	(31)		–		(77)		–	
Ajustements d'impôt	22		–		22		13	
Coûts de fermeture de la raffinerie d'Oakville	–		(11)		2		(46)	
Indemnités d'assurance pour Terra Nova	–		–		2		31	
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	666 \$	1,29 \$	444	0,85 \$	2 265 \$	4,37 \$	1 842	3,48 \$
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	48		7		100		59	
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	714 \$	1,38 \$	451	0,87 \$	2 365 \$	4,56 \$	1 901	3,59 \$

(1) Les montants par action sont indiqués sur la base du dividende en actions versé.

(2) La conversion des devises reflète les gains ou les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars US non associée au secteur International autonome ni aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur du Gaz naturel nord-américain.

(3) Dans le cadre de son acquisition en juin 2004 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 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.

(4) Les suppléments de primes d'assurance comprennent des charges à payer et des suppléments au titre des polices d'Oil Insurance Ltd. (OIL) et de sEnergy Insurance Ltd. (sEnergy). OIL est une mutuelle d'assurance qui assure les pertes découlant de dommages matériels dans le secteur de l'énergie. sEnergy est une mutuelle d'assurance qui fournit de l'assurance pertes d'exploitation et de l'assurance complémentaire des biens au secteur de l'énergie.

Variations du bénéfice

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels au quatrième trimestre de 2005 a été de 666 millions \$ (1,29 \$/action), comparativement à 444 millions \$ (0,85 \$/action) au quatrième trimestre de 2004. L'augmentation du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies au quatrième trimestre reflète les prix réalisés des marchandises et les marges d'aval plus élevés, contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation accrus.

Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies au quatrième trimestre de 2005 comprend un certain nombre d'éléments inhabituels : un supplément de primes d'assurance de 31 millions \$; un ajustement positif de 22 millions \$ lié à des modifications des taux d'imposition et à d'autres ajustements d'impôt; et une charge de 9 millions \$ liée à l'évaluation à

la valeur du marché de la rémunération à base d'actions. Le supplément de primes d'assurance est inclus dans les coûts d'exploitation et représente la quote-part de la Société à l'égard des paiements à verser à OIL et à sEnergy relativement à l'ouragan Rita. Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies pour le quatrième trimestre de 2004 comprend deux éléments inhabituels : une charge de 11 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada et une charge de 1 million \$ liée à l'évaluation à la valeur du marché de la rémunération à base d'actions.

En 2005, le bénéfice d'exploitation consolidé lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels a été de 2 265 millions \$ (4,37 \$/action), comparativement à 1 842 millions \$ (3,48 \$/action) à la même période en 2004. L'augmentation en 2005 reflète les prix accrus des marchandises, contrebalancés en partie par la production d'amont plus faible et les coûts d'exploitation et d'exploration plus importants.

Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2005 a été de 714 millions \$ (1,38 \$/action), comparativement à 441 millions \$ (0,85 \$/action) à la même période de 2004. En 2005, le bénéfice net a été de 1 791 millions \$ (3,45 \$/action), comparativement à 1 757 millions \$ (3,32 \$/action) en 2004. Le bénéfice net comprend le bénéfice net tiré des activités abandonnées, les gains ou les pertes à la conversion de devises, les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés associés à Buzzard et les gains à la vente d'éléments d'actif.

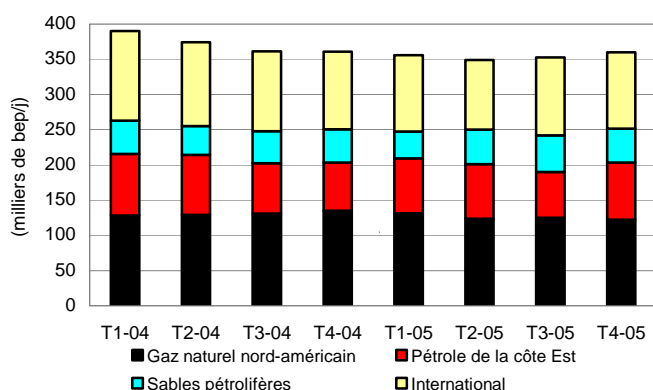
Au cours du quatrième trimestre de 2005, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont été de 1 116 millions \$ (2,16 \$/action), en hausse par rapport à 966 millions \$ (1,85 \$/action) au même trimestre de 2004. L'augmentation des flux de trésorerie reflète la hausse du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies.

En 2005, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont été de 3 787 millions \$ (7,31 \$/action), comparativement à 3 425 millions \$ (6,47 \$/action) en 2004.

AMONT

Production tirée des activités poursuivies

Petro-Canada convertit le gaz en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 pi³ de gaz pour un baril de pétrole. Les volumes de production déclarés représentent la participation directe nette de la Société avant redevances, à moins d'indication contraire.



Au quatrième trimestre de 2005, la production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel tirée des activités poursuivies a été en moyenne de 359 800 bep/j, comparativement à 362 500 bep/j au quatrième trimestre de 2004. La production additionnelle du Pétrole de la côte Est a été plus qu'annulée par la production moindre du Gaz naturel nord-américain.

La production tirée des activités abandonnées en Syrie s'est chiffrée en moyenne à 66 400 bep/j au quatrième trimestre de 2005, en baisse par rapport à 74 600 bep/j au quatrième trimestre de 2004.

En 2005, la production de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel tirée des activités poursuivies de Petro-Canada s'est chiffrée en moyenne à 354 600 bep/j, ce qui est conforme aux indications fournies par la Société pour l'exercice.

Gaz naturel nord-américain

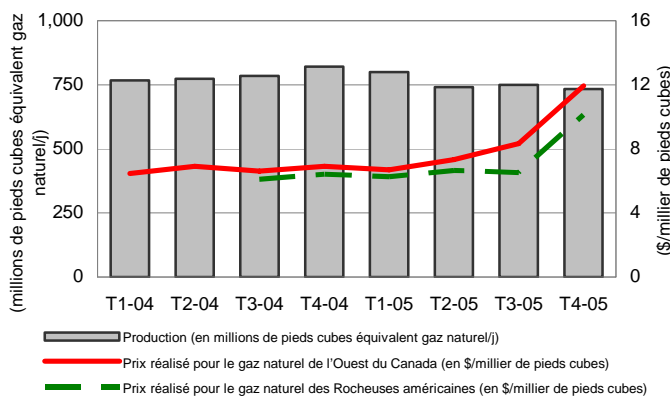
(en millions de dollars)	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net	298	131	674	500
Gain à la vente d'éléments d'actif	14	–	14	–
Bénéfice d'exploitation	284	131	660	500
Suppléments de primes d'assurance	(2)	–	(4)	–
Ajustements d'impôt	28	–	28	7
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	258	131	636	493
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	419	277	1 193	882

Les prix élevés du gaz naturel ont contribué à un bénéfice record pour le secteur du Gaz naturel nord-américain au quatrième trimestre de 2005.

Au quatrième trimestre de 2005, le secteur du Gaz naturel nord-américain a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 258 millions \$, comparativement à 131 millions \$ au quatrième trimestre de 2004. L'incidence des prix réalisés accrus et des coûts d'exploration plus bas a été contrebalancée partiellement par des baisses de production dans l'Ouest du Canada et des coûts d'exploitation plus élevés. Ces coûts d'exploitation accrus sont surtout attribuables aux révisions d'installations exploitées par des tiers, aux travaux de reconditionnement de puits, aux suppléments de primes d'assurance et aux tensions de coûts générales dans l'industrie.

Le bénéfice net du secteur du Gaz naturel nord-américain a été de 298 millions \$, en hausse de 127 % par rapport à 131 millions \$ au quatrième trimestre de 2004. Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2005 comprend un gain de 14 millions \$ à la vente d'éléments d'actif, une charge de 2 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance et un ajustement positif de 28 millions \$ lié à des modifications des taux d'imposition et à d'autres ajustements d'impôt.

Production et prix – Gaz naturel nord-américain



Au quatrième trimestre de 2005, la production du secteur du Gaz naturel nord-américain s'est chiffrée en moyenne à 733 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j, comparativement à 821 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j pour la même période l'an dernier. La production moindre reflète l'épuisement naturel des champs dans l'Ouest du Canada et des interruptions de production planifiées et non planifiées.

Les prix réalisés pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada ont continué d'augmenter au quatrième trimestre de 2005, atteignant en moyenne 11,94 \$/millier de pi³, en hausse par rapport à 6,92 \$/millier de pi³ au même trimestre de 2004. Les prix réalisés pour le gaz naturel des Rocheuses américaines, convertis en dollars canadiens, ont été en moyenne de 10,12 \$/millier de pi³ au quatrième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 6,41 \$/millier de pi³ au même trimestre de 2004. Les prix dans les Rocheuses américaines ont subi l'incidence défavorable de certains facteurs liés au marché durant la deuxième moitié de 2005, notamment la faiblesse des marchés de la Californie et du milieu du continent et les événements reliés aux ouragans sur la côte américaine du golfe du Mexique.

	Quatrième trimestre 2005	Quatrième trimestre 2004
Production (en millions de pi³ équivalent gaz naturel/j)	733	821
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada (en \$/millier de pi³)	11,94 \$	6,92 \$
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines (en \$/millier de pi³)	10,12 \$	6,41 \$

Dans les Rocheuses américaines, Petro-Canada poursuit ses activités de forage dans les terrains riches en méthane de houille et dans ceux du bassin Denver-Julesburg, avec plus de 300 puits producteurs forés en 2005 sur les 1 600 emplacements forables ayant été déterminés. Les plans prévoient le forage de plus de 400 puits en 2006.

Prévisions de production

La production du secteur du Gaz naturel nord-américain devrait baisser à 120 000 bep/j, par rapport à 126 000 bep/j en 2005. L'épuisement naturel prévu de la production classique dans l'Ouest du Canada sera compensé en partie par les volumes additionnels provenant des Rocheuses américaines.

Pétrole de la côte Est

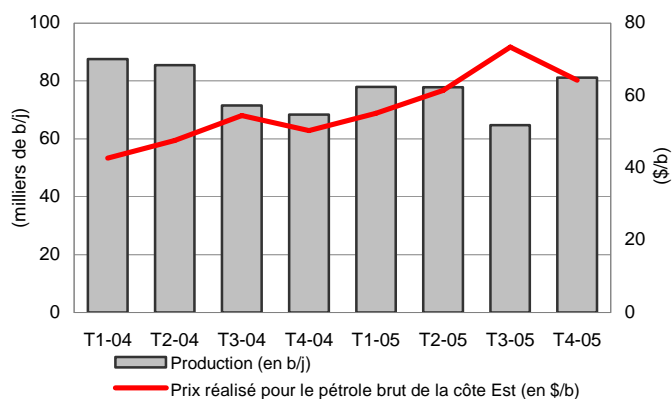
(en millions de dollars)	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net et bénéfice d'exploitation	180 \$	153 \$	775 \$	711 \$
Suppléments de primes d'assurance	(7)	—	(25)	—
Indemnités d'assurance pour Terra Nova	—	—	2	31
Ajustements d'impôt	(2)	—	(2)	3
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	189	153	800	677
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	263 \$	214 \$	1 062 \$	993 \$

L'installation White Rose a été mise en service conformément au budget et avant la date prévue au cours du quatrième trimestre de 2005 et devrait atteindre la pleine production au troisième trimestre de 2006.

Au quatrième trimestre de 2005, le secteur du Pétrole de la côte Est a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 189 millions \$, en hausse de 24 % par rapport à 153 millions \$ au quatrième trimestre de 2004. Les prix réalisés plus élevés et la production accrue ont été contrebalancés en partie par l'incidence négative des mouvements de stocks et les coûts d'exploitation plus élevés.

Le bénéfice net du secteur du Pétrole de la côte Est a été de 180 millions \$, en hausse par rapport à 153 millions \$ au quatrième trimestre de 2004. Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2005 comprend une charge de 7 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance et une charge de 2 millions \$ liée à des modifications des taux d'imposition. Les coûts d'exploitation accrus au quatrième trimestre de 2005 sont principalement attribuables au supplément de primes d'assurance et à des coûts différentiels liés au démarrage de White Rose.

Production et prix – Pétrole de la côte Est



Au quatrième trimestre de 2005, la production du secteur du Pétrole de la côte Est s'est chiffrée en moyenne à 81 100 b/j, comparativement à 68 400 b/j durant la même période de 2004. La production accrue est attribuable au rendement amélioré à Terra Nova, à la fiabilité continue à Hibernia et aux nouveaux volumes tirés de White Rose.

Durant le quatrième trimestre de 2005, les prix réalisés par le secteur du Pétrole de la côte Est pour le pétrole brut ont été de 64,23 \$/b, comparativement à 50,29 \$/b au quatrième trimestre de 2004.

	Quatrième trimestre 2005	Quatrième trimestre 2004
Production (b/j)		
Terra Nova	32 900	28 500
Hibernia	41 000	39 900
White Rose	7 200	—
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut (\$/b)	64,23 \$	50,29 \$

Révisions planifiées

Une révision prolongée à Terra Nova devrait débuter en juillet 2006 et durer entre 70 et 90 jours. Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) de Terra Nova sera mis en cale sèche pour la réalisation des travaux requis aux fins de certification et de conformité réglementaires, pour l'achèvement des travaux visant à améliorer la fiabilité du système de compression de gaz et pour l'agrandissement des emménagements qui permettront d'accueillir un équipage plus important pour la maintenance permanente.

Taux de redevances de Terra Nova

Durant le quatrième trimestre de 2005, les taux de redevances de Terra Nova sont passés à un niveau variant de 27 % à 29 % des produits d'exploitation bruts, en raison du régime de redevances provincial fondé sur la rentabilité.

Autres projets

En novembre 2005, White Rose a été mis en production conformément au budget et avant la date prévue. Les taux de production actuels se situent en moyenne entre 17 000 b/j et 19 000 b/j nets revenant à Petro-Canada. White Rose, lorsque l'installation sera entièrement opérationnelle, devrait rapporter à Petro-Canada une production de pointe moyenne de 25 000 b/j nets au début du troisième trimestre de 2006.

Le premier puits de développement dans le bloc Far East devrait être en service au premier trimestre de 2006. Le bloc Far East, qui est une extension du champ Terra Nova, devrait ajouter 40 millions de barils à l'estimation de la vie du champ Terra Nova.

Prévisions de production

La production du secteur du Pétrole de la côte Est en 2006 devrait se chiffrer à 94 000 bep/j, comparativement à 75 300 bep/j en 2005. L'estimation de production de 2006 reflète une révision planifiée de 14 jours au troisième trimestre et l'accélération jusqu'à la pleine production à White Rose. La production à Terra Nova sera touchée par la révision planifiée qui devrait débuter en juillet 2006. Aucune révision majeure n'est planifiée à Hibernia en 2006.

Sables pétrolifères

<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net	15	10	115	120
Gain à la vente d'éléments d'actif	–	–	3	–
Bénéfice d'exploitation	15	10	112	120
Suppléments de primes d'assurance	(3)	–	(7)	–
Ajustements d'impôt	–	–	–	2
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	18	10	119	118
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	90	86	380	332

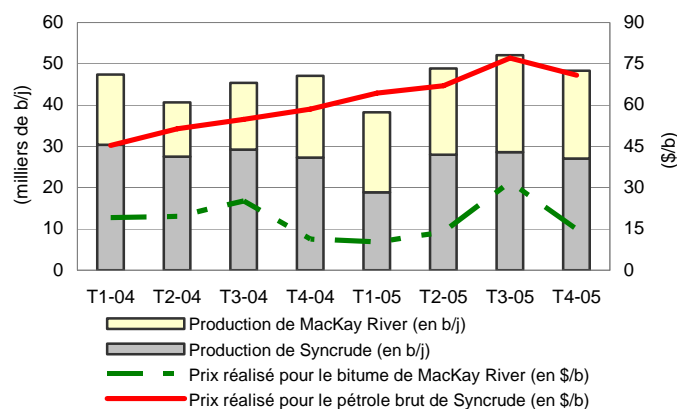
Les activités de production fiables à Syncrude et à MacKay River ont été les points saillants au quatrième trimestre de 2005.

Le secteur des Sables pétrolifères a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 18 millions \$ au quatrième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 10 millions \$ au quatrième trimestre de 2004. Les prix réalisés plus élevés et l'incidence positive des mouvements de stocks ont été compensés en partie par des coûts d'exploitation et un amortissement pour dépréciation et épuisement plus importants.

Les coûts d'exploitation accrus sont principalement attribuables à la hausse des coûts du gaz naturel, aux suppléments de primes d'assurance, à la mise en service de l'installation de traitement de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude et aux coûts de maintenance. L'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevé est imputable aux acquisitions de Fort Hills et de Dover.

Au quatrième trimestre de 2005, le bénéfice net des Sables pétrolifères a été de 15 millions \$, en hausse par rapport à 10 millions \$ au quatrième trimestre de 2004. Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2005 comprend une charge de 3 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance.

Production et prix – Sables pétrolifères



La production de Syncrude a été en moyenne de 27 100 b/j au quatrième trimestre de 2005, comparativement à 27 300 b/j au quatrième trimestre de 2004. Les prix réalisés par Syncrude ont été en moyenne de 70,82 \$/b, en hausse par rapport à 58,58 \$/b au quatrième trimestre de 2004.

La production à MacKay River s’est chiffrée en moyenne à 21 200 b/j au quatrième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 19 800 b/j à la même période de 2004. La fiabilité s’est maintenue à un niveau élevé au quatrième trimestre de 2005. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River ont été en moyenne de 14,90 \$/b au quatrième trimestre de 2005, comparativement à 11,41 \$/b au quatrième trimestre de 2004.

Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River sont considérablement plus faibles que les prix réalisés pour le brut synthétique en raison de sa faible qualité.

	Quatrième trimestre 2005	Quatrième trimestre 2004
Production (b/j)		
Syncrude	27 100	27 300
MacKay River	21 200	19 800
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude (en \$/b)	70,82 \$	58,58 \$
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River (en \$/b)	14,90 \$	11,41 \$

La troisième phase d’agrandissement de Syncrude progresse comme prévu en vue d’une mise en service des installations au milieu de 2006.

Prévisions de production

En 2006, la production du secteur des Sables pétrolifères devrait se chiffrer à environ 59 000 bep/j, comparativement à 47 000 bep/j en 2005. La production accrue en 2006 est attribuable au démarrage de la troisième phase d’agrandissement de Syncrude au milieu de 2006 et à l’aménagement d’un nouvel emplacement de puits à MacKay River. La troisième phase d’agrandissement de Syncrude devrait être en service d’ici le milieu de 2006, faisant passer la quote-part de la capacité de production attribuable à Petro-Canada de 28 000 bep/j à 42 000 bep/j. La production devrait atteindre ce niveau à la suite d’une période d’augmentation graduelle de la production d’une durée de deux à trois ans. Un nouvel emplacement de puits à MacKay River contribuera à une production cible de 27 000 bep/j à 30 000 bep/j d’ici la fin de 2006.

International

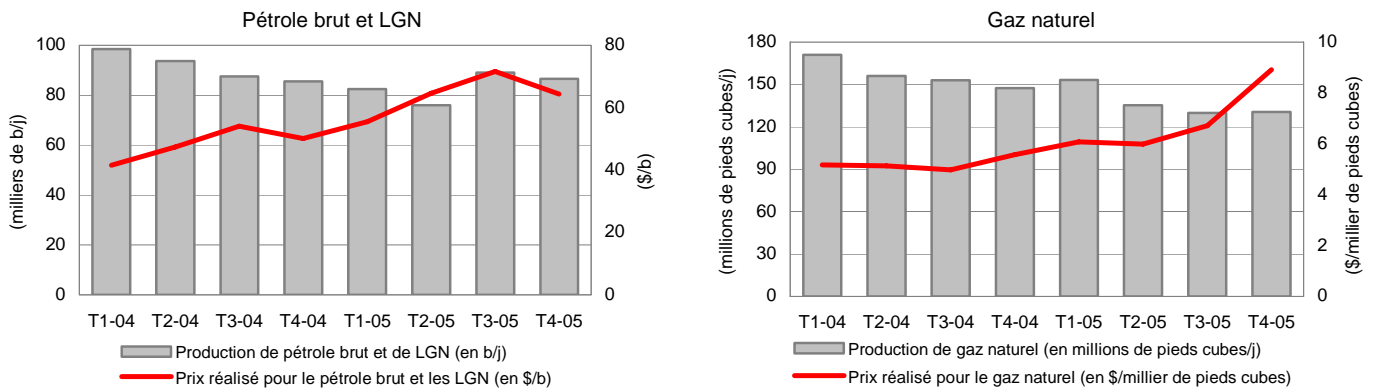
(en millions de dollars)	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	158	36	(109)	116
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard	7	(41)	(562)	(205)
Gain (perte) à la vente d’éléments d’actif	–	–	–	8
Bénéfice d’exploitation lié aux activités poursuivies	151	77	453	313
Suppléments de primes d’assurance	(10)	–	(18)	–
Ajustements d’impôt	29	–	29	–
Bénéfice d’exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	132	77	442	313
Flux de trésorerie liés aux activités d’exploitation poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors caisse	173	227	770	768

Le portefeuille de production du secteur International a été renforcé avec la vente en instance des actifs matures non exploités en Syrie.

Le secteur International a dégagé un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 132 millions \$ au quatrième trimestre de 2005, comparativement à 77 millions \$ au quatrième trimestre de 2004. Les prix réalisés plus élevés des marchandises et les gains à la conversion de devises ont été contrebalancés en partie par un recul de la production, principalement dans la région du Nord-Ouest de l'Europe, ainsi que par des coûts d'exploitation et d'exploration plus importants.

Au quatrième trimestre de 2005, le secteur International a enregistré un bénéfice net lié aux activités poursuivies de 158 millions \$, comparativement à 36 millions \$ au quatrième trimestre de 2004. Le bénéfice net lié aux activités poursuivies au quatrième trimestre de 2005 comprend une charge de 10 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance, un gain non réalisé de 7 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et un ajustement positif de 29 millions \$ lié à des modifications des taux d'imposition et à d'autres ajustements d'impôt. Le bénéfice net lié aux activités poursuivies au quatrième trimestre de 2004 comprend une perte non réalisée de 41 millions \$ sur les contrats dérivés associés à Buzzard.

Production et prix – International



	Quatrième trimestre 2005	Quatrième trimestre 2004
Production tirée des activités poursuivies (en bep/j)		
Nord-Ouest de l'Europe	46 400	47 100
Afrique du Nord/Proche-Orient	50 900	50 700
Nord de l'Amérique latine	10 800	12 300
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN tirés des activités poursuivies (en \$/b)	64,49 \$	52,95 \$
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies (en \$/millier de pi ³)	9,25 \$	5,73 \$

La production tirée des activités poursuivies du secteur International s'est chiffrée en moyenne à 108 100 bep/j, comparativement à 110 100 bep/j au quatrième trimestre de 2004. Cette diminution est principalement attribuable à la production moindre dans les régions du Nord-Ouest de l'Europe et du Nord de l'Amérique latine.

Les prix réalisés par le secteur International pour les marchandises tirées des activités poursuivies sont demeurés élevés au quatrième trimestre de 2005. Les prix réalisés par le secteur International pour le pétrole brut et les LGN tirés des activités poursuivies ont été en moyenne de 64,49 \$/b au quatrième trimestre de 2005, comparativement à 52,95 \$/b à la même période de 2004. Les prix réalisés par le secteur International pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies ont été en moyenne de 9,25 \$/millier de pi³ au quatrième trimestre de 2005, comparativement à 5,73 \$/millier de pi³ à la même période de 2004.

Nord-Ouest de l'Europe

La production au quatrième trimestre a été en moyenne de 46 400 bep/j, en baisse par rapport à 47 100 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 32 400 bep/j au quatrième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 28 600 bep/j à la même période l'an dernier. La production du nouveau champ Pict a été contrebalancée en partie par l'arrêt imprévu de la plateforme Triton, qui a réduit la production de 4 300 b/j au quatrième trimestre de 2005. La production dans le secteur néerlandais de la mer du Nord s'est chiffrée en moyenne à 14 000 bep/j au quatrième trimestre de 2005, comparativement à 18 500 bep/j au quatrième trimestre de 2004. La production moindre aux Pays-Bas est attribuable à l'épuisement naturel des champs.

La mise en valeur du champ Buzzard continue de progresser conformément au calendrier et au budget et la construction est achevée à plus de 87 %. La mise en service est prévue pour la fin de 2006 et la production devrait atteindre son niveau de pointe de 60 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada à mesure que la production du champ accélérera en 2007.

Aux Pays-Bas, la mise en valeur des champs De Ruyter et L5b-C progresse conformément au calendrier. Le champ De Ruyter devrait être mis en production à la fin de 2006 et rapporter à Petro-Canada une production de pointe de 10 000 bep/j nets. Le champ L5b-C devrait être mis en production à la fin de 2006 et rapporter à Petro-Canada une production de pointe de plus de 3 000 bep/j nets.

Au cours du quatrième trimestre de 2005, Petro-Canada s'est vue octroyer cinq licences de production par le ministère du Pétrole et de l'Énergie de la Norvège. Les concessions sont situées dans la mer du Nord, région où Petro-Canada a des connaissances et une expertise établies. La Société est l'exploitant de deux licences et participe aux trois autres en tant que non-exploitant. Le programme de travaux pour quatre des licences couvre le retraitement de données sismiques 3D et un engagement de forage ou d'abandon de deux ans. Le programme de travaux pour les licences restantes couvre l'exploration sismique et un engagement à forer un puits avant quatre ans.

Afrique du Nord et Proche-Orient

La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 50 900 bep/j au quatrième trimestre de 2005, presque inchangée par rapport à 50 300 bep/j au même trimestre de 2004.

Les activités d'exploration se poursuivent dans la région de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient. En Syrie, le programme sismique dans le bloc II s'est achevé et deux puits d'exploration sont planifiés pour 2006. En Libye, deux puits d'exploration ont été complétés en tant que découvertes dans des concessions existantes, conformément à la stratégie visant à maintenir les réserves et la production existantes. Petro-Canada poursuit le traitement des données sismiques acquises plus tôt durant l'année dans le bloc Zotti, en Algérie, et un puits est planifié pour 2006.

Nord de l'Amérique latine

La production de gaz au large de Trinité s'est chiffrée en moyenne à 65 millions de pi³/j au quatrième trimestre de 2005, comparativement à 74 millions de pi³/j au quatrième trimestre de 2004. La production moindre est imputable à des réductions des approvisionnements fournis au train de liquides de gaz naturel d'Atlantic (LNG), conformément au calendrier d'approvisionnement contractuel. Les volumes de production sont revenus à des niveaux normaux à la fin de décembre 2005.

Au cours du quatrième trimestre de 2005, un plan de mise en valeur du champ a été soumis pour le projet La Ceiba, au Venezuela.

Prévisions de production

La production internationale tirée des activités poursuivies devrait se chiffrer à 110 000 bep/j en 2006, comparativement à 106 400 bep/j en 2005. La production accrue en 2006 reflète le rendement amélioré en Libye et les contributions du démarrage de projets de mise en valeur dans le Nord-Ouest de l'Europe (De Ruyter, L5b-C). L'ajout de Buzzard vers la fin de l'année et d'autres nouveaux projets de mise en valeur augmentera la production davantage en 2007.

Activités abandonnées

À la fin de 2005, Petro-Canada a conclu un accord en vue de vendre les actifs producteurs de la Société en Syrie à une coentreprise formée de sociétés appartenant à Oil and Natural Gas Corporation Limited de l'Inde et à China National Petroleum Corporation de la Chine pour 484 millions € (676 millions \$ CA au 20 décembre 2005), avant ajustements. La vente est rétroactive au 1^{er} juillet 2005 et devrait être conclue au début de 2006, sous réserve du consentement du gouvernement syrien. La vente de ces actifs matures est conforme à la stratégie de Petro-Canada visant à accroître la proportion d'actifs à long terme et exploités au sein du portefeuille. La Syrie continue de faire partie intégrante de la région productrice de l'Afrique du Nord et du Proche-Orient, avec un programme d'exploration actif dans le bloc II et la recherche continue de nouvelles occasions.

La production syrienne abandonnée s'est chiffrée en moyenne à 66 400 bep/j au quatrième trimestre de 2005, en baisse par rapport à 74 600 bep/j au cours de la même période en 2004, en raison de l'épuisement naturel des champs.

Activités abandonnées (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net et bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées	46	\$ 7	\$ 98	\$ 59
Suppléments de primes d'assurance	(2)	–	(2)	–
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	48	\$ 7	\$ 100	\$ 59
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors caisse	65	\$ 41	\$ 245	\$ 204
Production (en bep/j)	66 400	74 600	70 100	79 200
Prix réalisé moyen pour le pétrole brut et les LGN (en \$/b)	64,13	\$ 46,63	\$ 61,82	\$ 46,70
Prix réalisé moyen pour le gaz naturel (en \$/millier de pi ³)	7,10	\$ 4,63	\$ 6,43	\$ 4,81

Perspectives relatives à la production consolidée en 2006

Les données sur la production présentées dans cette section ont déjà été publiées le 15 décembre 2005 à l'exception de la ségrégation des activités abandonnées. La production tirée des activités d'amont poursuivies devrait se chiffrer en moyenne entre 365 000 bep/j et 390 000 bep/j en 2006. La fourchette de prévisions de production de Petro-Canada est plus élevée qu'en 2005, principalement en raison de la production additionnelle provenant de White Rose, du démarrage de De Ruyter, de la troisième phase d'agrandissement de Syncrude et d'un nouvel emplacement de puits à MacKay River. Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur la production en 2006 comprennent le rendement des gisements, les résultats de forage, la fiabilité des installations, l'accélération du taux de production à White Rose et l'exécution réussie de la révision planifiée à Terra Nova.

(en milliers de bep/j)	Résultats réels en 2005	Prévisions pour 2006 (+/-) Au 15 décembre 2005
Gaz naturel nord-américain		
– Gaz naturel	111	106
– Liquides	15	14
Pétrole de la côte Est	75	94
Sables pétrolifères		
– Syncrude	26	34
– MacKay River	21	25
International		
– Afrique du Nord/Proche-Orient ⁽¹⁾	50	55
– Nord-Ouest de l'Europe	45	43
– Nord de l'Amérique latine	12	12
Total – activités poursuivies	355	365 – 390
Activités abandonnées ⁽²⁾	70	58
Total	425	425 – 450

(1) Exclut la production rattachée à la vente en instance des actifs producteurs syriens.

(2) Représente la participation de Petro-Canada dans les actifs producteurs syriens.

Réserves

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 Securities and Exchange Commission (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.

Le personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés de Petro-Canada détermine les données relatives aux réserves et les volumes des réserves de la Société au moyen de principes, de méthodes et de pratiques appliqués à l'échelle de la Société. Ces principes, méthodes et pratiques relatifs aux réserves sont conformes aux exigences canadiennes et à celles de la SEC des États-Unis, ainsi qu'à la norme intitulée *Standard of Practice for the Evaluation of Oil and Gas Reserves for Public Disclosure* de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta. Petro-Canada fait aussi appel à des tiers indépendants pour l'évaluation, la vérification ou l'examen des processus et des estimations relatifs aux réserves. En 2005, 30 % des réserves prouvées nord-américaines et 39 % des réserves prouvées internationales ont été évaluées par des évaluateurs de réserves indépendants. Les évaluateurs de réserves indépendants ont conclu que les estimations des réserves de la Société à la fin de l'exercice étaient raisonnables.

Réserves consolidées au 31 décembre 2005 ⁽¹⁾ (participation directe avant redevances)	Prouvées ⁽²⁾ (en millions de bep)	Ajouts aux réserves prouvées en 2005 ⁽³⁾ (en millions de bep)
Gaz naturel nord-américain	353,4	15,9
Pétrole de la côte Est	132,1	91,3
Sables pétrolifères ⁽⁴⁾	341,6	27,6
International ⁽⁵⁾	404,5	38,1
Total	1 231,6	172,9
Production		155,3
Ratio de remplacement des réserves prouvées ^{(4), (5), (6), (7)}		111 %
Ratio de remplacement des réserves prouvées et probables sur cinq ans	195 %	
Indice de durée des réserves prouvées et probables ^{(7), (8)}	14,7	

(1) Un tableau comparant les données de 2005 avec celles de 2004 est présenté à la page 25.

(2) À la fin de l'exercice 2005, 65 % des réserves prouvées étaient classées en tant que réserves prouvées mises en valeur. Sur les réserves prouvées non mises en valeur totales, 85 % sont associés à de grands projets actuellement en production ou en développement actif, y compris Buzzard, Syncrude, Hibernia, Terra Nova, White Rose et le gaz naturel à Trinité.

(3) Les ajouts aux réserves prouvées sont la somme des révisions d'estimations antérieures, du montant net des achats et des ventes, et des découvertes, des extensions et de l'amélioration de la récupération. Des renseignements plus détaillés sur ces catégories sont fournis dans le tableau sur les réserves à la page 25.

(4) Les réserves prouvées des Sables pétrolifères comprennent uniquement les réserves de Syncrude. La production de 8,1 millions de barils équivalent pétrole (bep) de bitume de Mackay River en 2005 est incluse dans le calcul du ratio de remplacement des réserves prouvées, du ratio de remplacement des réserves prouvées et probables pour cinq ans et de l'indice de durée des réserves prouvées et probables.

(5) Les actifs producteurs syriens de la Société sont en voie d'être vendus. Au 31 décembre 2005, la vente n'avait pas été conclue. Les réserves prouvées (48,7 millions de bep), les réserves prouvées et probables (67,2 millions de bep) et la production de 2005 (25,6 millions de bep) sont incluses dans les réserves et les ratios calculés.

(6) Ce ratio correspond à la variation nette sur 12 mois des réserves prouvées (avant déduction de la production) divisée par la production annuelle durant l'exercice. Le ratio de remplacement des réserves prouvées est un indicateur général de la croissance des réserves de la Société. Il ne s'agit que d'une des mesures pouvant servir à analyser les activités d'amont d'une société.

(7) Le ratio de remplacement des réserves et l'indice de durée des réserves sont des mesures non normalisées et peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires utilisées par d'autres sociétés. Les ratios sont présentés à titre indicatif seulement.

(8) Cet indice correspond aux réserves prouvées et probables à la fin de l'exercice 2005 divisées par la production annuelle.

L'objectif de Petro-Canada est de remplacer les réserves au fil du temps grâce à des travaux d'exploration et de mise en valeur et à des acquisitions. La Société croit qu'en raison de la nature particulière de son portefeuille d'amont et des attributs de ses réserves probables, la combinaison des réserves prouvées et des réserves probables fournit la meilleure révision des réserves de Petro-Canada. Le taux de remplacement des réserves prouvées et probables de Petro-Canada sur une base consolidée a été de 195 % au cours des cinq dernières années. L'indice de durée des réserves prouvées et probables était de 14,7 ans à la fin de l'exercice 2005, comparativement à 13,5 ans à la fin de l'exercice 2004.

En 2005, la Société a remplacé 111 % de la production sur la base des réserves prouvées. Les ajouts aux réserves prouvées ont totalisé 172,9 millions de barils équivalent pétrole (bep), comparativement à une production de 155,3 millions de bep en 2005. Par conséquent, les réserves prouvées totales ont augmenté, passant de 1 214,0 millions de bep à la fin de 2004 à 1 231,6 millions de bep à la fin de 2005.

Dans le secteur du Gaz naturel nord-américain, les ajouts aux réserves prouvées ont été de 15,9 millions de bep en 2005. Les ajouts aux réserves moins importants que prévu reflètent des activités d'exploration moins fructueuses et des révisions techniques reliées au rendement de certains des gisements de gaz étanche de la Société dans l'Ouest du Canada. Dans les Rocheuses américaines, Petro-Canada a réussi à ajouter des réserves comme prévu en poursuivant la mise en valeur de ressources non classiques, soit le méthane de houille et le gaz de réservoir étanche.

Dans le secteur du Pétrole de la côte Est, un total de 91,3 millions de barils ont été ajoutés aux réserves prouvées en 2005. Cet ajout reflète le rendement meilleur que prévu des gisements et le forage continu de puits de développement à

Terra Nova et à Hibernia, ainsi que le démarrage de l'injection d'eau et de la production correspondante à White Rose. Les estimations de la vie des champs Hibernia, Terra Nova et White Rose ont augmenté à 1 200 millions de barils (240 millions de barils nets), 440 millions de barils (150 millions de barils nets) et 232 millions de barils (64 millions de barils nets), respectivement, en 2005.

En 2005, les ajouts aux réserves prouvées dans le secteur des Sables pétrolifères ont été de 27,6 millions de barils. La SEC prescrit l'utilisation des prix et des coûts de fin d'exercice pour la détermination des réserves prouvées. La combinaison des écarts de prix considérables entre les bruts légers et les bruts lourds et les prix élevés du gaz s'est traduite par des marges déprimées pour le bitume canadien à la fin de l'exercice 2005 et aucunes réserves *in situ* prouvées n'ont été comptabilisées à MacKay River. Par conséquent, les ajouts de 8,1 millions de barils aux réserves sont équivalents à la production. À Syncrude, 19,5 millions de barils ont été ajoutés aux réserves prouvées, ce qui reflète essentiellement l'inclusion d'une nouvelle zone minière.

Dans le secteur International, un total de 38,1 millions de bep ont été ajoutés aux réserves prouvées en 2005. Ce taux reflète principalement le rendement des gisements en Libye et l'ajout de nouveaux projets dans le Nord-Ouest de l'Europe. En décembre 2005, la Société a annoncé la vente éventuelle de ses actifs producteurs syriens. À la fin de l'exercice, ces actifs représentaient des réserves prouvées de 48,7 millions de bep.

De l'information plus détaillée sur les réserves de Petro-Canada est présentée dans le tableau sur les réserves à la fin de ce rapport de gestion (voir page 25).

Aval

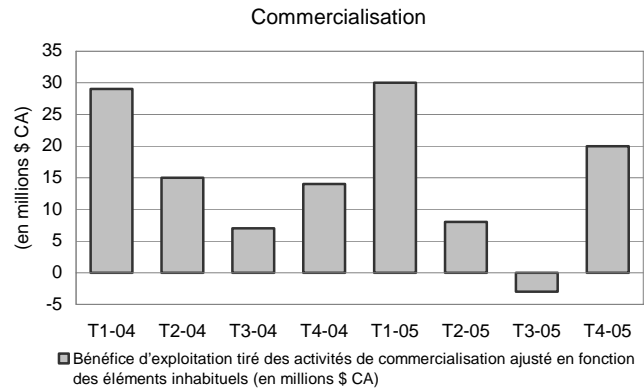
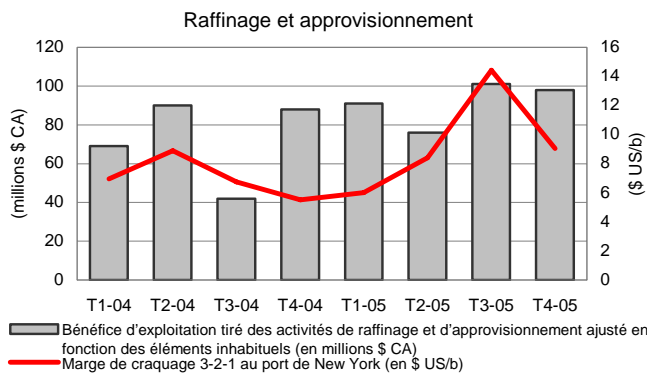
(en millions de dollars)	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net	111	92	415	314
Gain à la vente d'éléments d'actif	4	1	17	4
Bénéfice d'exploitation	107	91	398	310
Suppléments de primes d'assurance	(9)	—	(23)	—
Coûts de fermeture de la raffinerie d'Oakville	—	(11)	2	(46)
Ajustements d'impôt	(2)	—	(2)	2
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	118	102	421	354
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	221	191	607	556

Le secteur Aval a vu son bénéfice progresser grâce à la solide fiabilité aux raffineries de Montréal et d'Edmonton, aux marges de craquage plus élevées que prévu et aux marges de commercialisation améliorées.

Au quatrième trimestre de 2005, le secteur Aval a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 118 millions \$, en hausse par rapport à 102 millions \$ au même trimestre de 2004. La hausse du bénéfice d'exploitation reflète les écarts de prix plus importants entre les bruts légers et les bruts lourds, les marges de craquage plus élevées sur l'essence et les distillats et la fiabilité améliorée à la raffinerie de Montréal. Ces gains ont été annulés en partie principalement par des coûts d'exploitation accrus pour les activités de révision planifiées.

Le secteur Aval a enregistré un bénéfice net de 111 millions \$ au quatrième trimestre de 2005, comparativement à 92 millions \$ au même trimestre de 2004. Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2005 comprend une charge de 9 millions \$ liée à un supplément de primes d'assurance, un gain de 4 millions \$ à la vente d'éléments d'actif et une charge de 2 millions \$ liée à une modification des taux d'imposition. Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2004 comprend une charge de 11 millions \$ liée au regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada et un gain de 1 million \$ à la vente d'éléments d'actif.

Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels – Aval



	Quatrième trimestre 2005	Quatrième trimestre 2004
Bénéfice d'exploitation tiré des activités de raffinage et d'approvisionnement ajusté en fonction des éléments inhabituels (en millions \$)	98 \$	88 \$
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York (en \$ US/b)	9,04 \$	5,50 \$
Bénéfice d'exploitation tiré des activités de commercialisation ajusté en fonction des éléments inhabituels (en millions \$)	20 \$	14 \$

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 9,04 \$ US/b au quatrième trimestre de 2005, en hausse par rapport à 5,50 \$ US/b au quatrième trimestre de 2004. L'écart de prix moyen entre le brut léger et le brut lourd au niveau international a augmenté, passant à 13,65 \$ US/b au quatrième trimestre de 2005 par rapport à 11,70 \$ US/b en 2004.

Au quatrième trimestre de 2005, les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont été inférieures de 5 % à celles réalisées à la même période l'an dernier. Ces volumes réduits sont surtout attribuables aux ventes inférieures de bitume et de mazout lourd par suite du regroupement des activités de raffinage dans l'Est du Canada et à la faiblesse des ventes de mazout de chauffage en raison du temps plus doux.

Le segment du raffinage et de l'approvisionnement a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 98 millions \$ au quatrième trimestre de 2005, comparativement à 88 millions \$ au même trimestre de 2004. Les résultats ont bénéficié des marges de craquage plus élevées et des écarts de prix plus importants entre les bruts légers et les bruts lourds. Ces résultats ont été contrebalancés en partie par les marges plus faibles sur le bitume et les produits chimiques et les coûts liés à la révision de maintenance réalisée au cours du trimestre.

Le segment de la commercialisation a dégagé un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 20 millions \$ au quatrième trimestre de 2005, comparativement à un bénéfice de 14 millions \$ au même trimestre de 2004. Le bénéfice accru tiré de la commercialisation est surtout attribuable à la baisse des prix du brut ainsi que des prix de l'essence et des distillats vendus comme marchandises. Les marges de commercialisation se sont améliorées avec la stabilisation des prix du brut.

Le 7 janvier 2006, un incendie s'est produit à l'usine de lubrifiants de Mississauga. L'enquête menée par la Société indique que le feu s'est déclaré durant une procédure de maintenance courante dans une section de fractionnement de l'usine. Les autres sections de l'usine continuent de fonctionner normalement à un taux de production d'environ 50 % de la production totale. Les réparations ont débuté et la Société prévoit que l'approvisionnement normal des clients sera en grande partie rétabli vers la fin du premier trimestre de 2006.

Activités de révision dans le secteur Aval

Une révision de maintenance majeure, prévue selon un cycle de cinq ans, a été réalisée à l'usine de lubrifiants de Mississauga.

Désulfuration du carburant diesel

Les raffineries d'Edmonton et de Montréal travaillent à la mise en service de nouvelles unités de désulfuration de carburant diesel. Les travaux continuent de se dérouler conformément au calendrier et au budget en vue du respect de la nouvelle réglementation fédérale sur le carburant diesel à teneur ultra-faible en soufre qui prend effet le 1^{er} juin 2006.

SOCIÉTÉ

Services partagés <i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net (perte nette)	(94)	12	(177)	(63)
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	–	(1)	–	(1)
Gain (perte) à la conversion de devises	(5)	43	73	63
Perte d'exploitation	(89)	(30)	(250)	(125)
Rémunération à base d'actions	(9)	(1)	(66)	(11)
Ajustements d'impôt	(31)	–	(31)	(1)
Perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels	(49)	(29)	(153)	(113)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(50)	(29)	(225)	(106)

Les Services partagés ont enregistré une perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels de 49 millions \$ au quatrième trimestre de 2005, comparativement à 29 millions \$ à la même période de 2004. La perte d'exploitation au quatrième trimestre de 2005 comprend une charge de 9 millions \$ liée à l'évaluation à la valeur du marché de la rémunération à base d'actions, une charge de 31 millions \$ liée à des ajustements d'impôt et une perte de 5 millions \$ à la conversion de devises liée à la dette à long terme. La perte d'exploitation au quatrième trimestre de 2004 comprend une charge de 1 million \$ liée à l'évaluation à la valeur du marché de la rémunération à base d'actions, une perte de 1 million \$ à la vente d'éléments d'actifs et un gain de 43 millions \$ à la conversion de devises liée à la dette à long terme.

Les intérêts débiteurs au quatrième trimestre de 2005 ont été de 52 millions \$ avant impôts, en hausse par rapport à 34 millions \$ un an plus tôt en raison essentiellement des niveaux de dette plus élevés.

Au quatrième trimestre de 2005, les Services partagés ont enregistré une perte nette de 94 millions \$, comparativement à un bénéfice net de 12 millions \$ au quatrième trimestre de 2004. Le bénéfice net (la perte nette) des Services partagés comprend les gains ou les pertes à la vente d'éléments d'actif et les gains ou les pertes à la conversion de devises.

Les flux de trésorerie ont subi l'incidence de deux éléments qui occasionnent typiquement des écarts entre le bénéfice et les flux de trésorerie. Les reports d'impôts attribuables à la société en nom collectif d'amont de Petro-Canada ont entraîné une augmentation d'environ 90 millions \$ des flux de trésorerie au cours du trimestre, comparativement à une augmentation 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 augmentation d'environ 40 millions \$ des flux de trésorerie au quatrième trimestre, comparativement à une augmentation de 35 millions \$ en 2004.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT**Sommaire de l'évolution des liquidités**

<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 116	966	3 787	3 425
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	65	41	245	204
Flux de trésorerie	1 181	1 007	4 032	3 629
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :				
Activités d'investissement avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(844)	(944)	(3 595)	(4 591)
Activités de financement avant la variation du fonds de roulement hors caisse	(138)	(106)	(10)	(19)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse	199	(232)	192	516
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	398	(275)	619	(465)
Espèces et quasi-espèces	789	170	789	170
Espèces et quasi-espèces – activités abandonnées	68	206	68	206

La stratégie de financement de Petro-Canada vise à assurer la capacité et la flexibilité financières nécessaires pour appuyer une croissance rentable, quelle que soit la conjoncture. Deux mesures clés que Petro-Canada utilise pour mesurer la capacité financière générale de la Société sont le ratio de la dette sur les flux de trésorerie et le ratio de la dette sur la dette plus les capitaux propres. Le ratio de la dette sur les flux de trésorerie de Petro-Canada liés aux activités poursuivies de Petro-Canada, mesure clé de l'effet de levier à court terme, était de 0,8 fois aux 31 décembre 2005 et 2004 et à l'intérieur de la fourchette cible d'au plus 2,0 fois. Le ratio de la dette sur la dette plus les capitaux propres, la mesure à long terme de la structure du capital, était de 23,5 % à la fin de l'exercice 2005, en hausse par rapport à 22,8 % à la fin de l'exercice, et légèrement au-dessous de la fourchette cible de 25 % à 35 % pour les deux années.

Activités d'exploitation

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, y compris les activités abandonnées, était de 656 millions \$ à la fin du quatrième trimestre de 2005, comparativement à un fonds de roulement déficitaire de 777 millions \$ au 31 décembre 2004. Le fonds de roulement déficitaire était plus faible en raison d'une hausse des débiteurs, contrebalancée en partie par une hausse des créditeurs courants.

Activités d'investissement

Dépenses en immobilisations et frais d'exploration ⁽¹⁾ (en millions de dollars)	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre		Prévues en 2006 ⁽²⁾
	2005	2004	2005	2004	
Amont					
Gaz naturel nord-américain	182 \$	195 \$	713 \$	666 \$	850 \$
Pétrole de la côte Est	89	78	314	275	305
Sables pétrolifères	109	132	772	397	355
International ⁽³⁾	163	205	696	1 707	815
	543	610	2 495	3 045	2 325
Aval					
Raffinage et approvisionnement	243	243	883	656	840
Ventes et commercialisation	37	58	108	171	150
Lubrifiants	40	7	62	12	40
	320	308	1 053	839	1 030
Services partagés	6	5	12	9	30
Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration	869	923	3 560	3 893	3 385
Charges reportées et autres éléments d'actif	15	15	70	36	–
Acquisition de Prima Energy Corporation	–	–	–	644	–
Total – activités poursuivies	884	938	3 630	4 573	3 385
Activités abandonnées	12	13	46	62	50
Total	896 \$	951 \$	3 676 \$	4 635 \$	3 435 \$

(1) 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. Auparavant, tous les frais d'exploration étaient classés en tant qu'activités d'investissement. Avec la modification, les frais d'administration, de même que les frais d'exploration géologique et géophysique (y compris le coût des programmes sismiques) sont traités comme une réduction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Les dépenses en immobilisations dans le tableau sont indiquées sur cette base.

(2) Les prévisions pour 2006 ont déjà été publiées le 15 décembre 2005, à l'exception de la ségrégation des activités abandonnées.

(3) Les dépenses du secteur International excluent les dépenses en immobilisations liées à la vente en instance des actifs producteurs syriens.

Perspectives – dépenses en immobilisations

Les renseignements sur les dépenses en immobilisations contenues dans cette section ont déjà été publiés le 15 décembre 2005, à l'exception de la ségrégation des activités abandonnées. En 2006, près de 90 % du programme d'immobilisations pour les activités poursuivies servira à soutenir la croissance rentable et l'amélioration de la rentabilité des activités de base. Les 10 % restants seront affectés au respect de la réglementation et à l'amélioration des actifs existants. Cette portion du programme était plus importante en 2005, principalement en raison des investissements nécessaires pour produire des carburants à combustion propre dans le secteur Aval.

Priorités en matière de dépenses en immobilisations (en millions de dollars)	Prévisions pour 2006 Au 15 décembre 2005	Points saillants en 2006
Respect de la réglementation	265 \$	Production de carburant diesel à combustion propre
Amélioration des actifs existants	155	Amélioration de la fiabilité d'installations clés
Amélioration de la rentabilité des activités de base	240	Développement des réseaux de vente au détail et en gros, désengorgement de l'usine de lubrifiants et amélioration du rendement en produits des raffineries
Remplacement des réserves dans les régions principales ⁽¹⁾	975	Investissements à impact immédiat au sein des quatre unités d'amont
Nouveaux projets de croissance	1 375	Futurs ajouts à la production grâce à des projets de croissance à moyen terme
Exploration et nouvelles entreprises visant la croissance à long terme	375	Investissements dans des activités d'exploration dans l'Ouest du Canada, à l'échelle internationale et dans les Rocheuses américaines et évaluation de nouveaux projets de mise en valeur de sables pétrolifères <i>in situ</i>
Total – activités poursuivies	3 385	
Activités abandonnées	50	
Total	3 435 \$	

(1) Le remplacement des réserves dans les régions principales exclut les dépenses en immobilisations liées à la vente en instance des actifs producteurs syriens.

Activités de financement

Au cours du quatrième trimestre, Petro-Canada a augmenté ses facilités de crédit consenties consortiales, qui sont passées de 1 500 millions \$ à 2 000 millions \$. Au 31 décembre 2005, la Société avait aussi des facilités de crédit à vue bilatérales de 408 millions \$. Une tranche totale de 1 141 millions \$ prélevée sur les facilités de crédit était utilisée pour des lettres de crédit et la couverture de positions à découvert au 31 décembre 2005. Les facilités consortiales fournissent aussi les liquidités nécessaires au soutien du programme de papier commercial de Petro-Canada. Aucun papier commercial n'était en cours à la fin du trimestre.

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 2004.

Les engagements et éventualités sont présentés à la Note 25 complémentaire aux états financiers consolidés annuels de 2004.

Offre publique de rachat d'actions (OPRA) dans le cours normal des activités

Les utilisations prioritaires de l'encaisse de Petro-Canada sont de financer le programme d'immobilisations et les occasions de croissance rentable et de rendre de l'argent aux actionnaires par l'intermédiaire de dividendes et d'un programme de rachat d'actions. Par conséquent, en 2004, Petro-Canada a mis en place une OPRA dans le cours normal des activités qui a été renouvelée en 2005. Le programme actuel qui se poursuit jusqu'au 21 juin 2006 autorise la Société à racheter jusqu'à 5 % des actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions.

Période	Actions rachetées ⁽¹⁾		Prix moyen		Coût total	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Quatrième trimestre	2 000 000	4 806 376	44,38 \$	32,91 \$	89 millions \$	159 millions \$
Exercice complet	8 333 400	13 736 164	41,54 \$	32,51 \$	346 millions \$	447 millions \$

(1) Nombre sur la base du dividende en actions versé.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion annuel 2004 de la Société. Au cours du quatrième trimestre de 2005, les obligations contractuelles totales ont augmenté d'environ 1,7 milliard \$ par rapport à ce qu'elles étaient au 30 septembre 2005. La variation est surtout attribuable à une augmentation de l'estimation des obligations relatives à la mise hors service d'immobilisations, à des engagements additionnels pour le transport par pipelines et à des obligations d'achat de produits additionnelles.

Activités hors bilan

La Société est partie à certains contrats de concessionnaires des ventes au détail qui se qualifient en tant qu'entités à détenteurs de droits variables, tel qu'il en est question à la Note 17 complémentaire aux états financiers consolidés au 31 décembre 2005. Ces entités ne sont pas consolidées, car Petro-Canada n'est pas le principal bénéficiaire et que l'exposition maximale de la Société aux pertes susceptibles de découler de ces contrats ne serait pas importante.

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 reliés à la vente future de pétrole brut Brent. En raison de la diminution des prix du pétrole au troisième trimestre, les gains non réalisés évalués à la valeur du marché sur ces contrats associés à Buzzard ont été de 7 millions \$ après impôts au quatrième trimestre de 2005, comparativement à une perte non réalisée de 41 millions \$ après impôts au quatrième 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 31 décembre 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 établies 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 du rapport de gestion annuel 2004.

INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT

Au 31 décembre 2005, 515,1 millions d'actions ordinaires de Petro-Canada au total étaient en circulation. En moyenne au quatrième trimestre, ce nombre était de 516,2 millions, comparativement à une moyenne de 521,2 millions d'actions en circulation pour le trimestre terminé le 31 décembre 2004. Les nombres d'actions sont indiqués sur la base du dividende en actions versé.

Petro-Canada tiendra une conférence téléphonique pour discuter de ces résultats avec les investisseurs le jeudi 26 janvier 2006 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 3168271). La conférence téléphonique sera diffusée en direct sur le site Web de Petro-Canada le 26 janvier à 9 h, heure de l'Est à <http://www.Petro-Canada.ca/eng/investor/9259.htm>. Un enregistrement de la conférence sera disponible sur le site Web 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; aux révisions de raffineries; 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 et des ressources; 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. Plus précisément, la production peut être affectée par des facteurs tels la réussite de l'exploration, le moment et la réussite du démarrage, la fiabilité des installations, les arrêts de production des usines à gaz planifiés et non planifiés, la réussite du redémarrage à la suite d'une révision générale, le rendement des gisements et les taux d'épuisement normal, le traitement de l'eau et la production tirée des gisements houillers, et l'avancement du forage. Les dépenses en immobilisations peuvent être affectées par les pressions exercées sur les coûts associées aux nouveaux projets d'immobilisations, y compris la main-d'œuvre et l'approvisionnement en matériel, la gestion de projet, l'avancement et la disponibilité du forage et les coûts des essais sismiques. 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, sauf tel que prescrit par la loi applicable, 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.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION
31 décembre 2005

	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Avant redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette avant redevances (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	81,1	68,4	75,3	78,2
Sables pétrolifères	48,3	47,1	47,0	45,2
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	14,0	16,9	14,7	15,3
Nord-Ouest de l'Europe	35,6	34,8	33,7	40,4
Afrique du Nord/Proche-Orient ⁽²⁾	50,9	50,7	49,8	50,9
	229,9	217,9	220,5	230,0
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	649	720	668	695
Nord-Ouest de l'Europe	65	74	66	85
Afrique du Nord/Proche-Orient ⁽²⁾	—	—	—	—
Nord de l'Amérique latine	65	74	72	72
	779	868	806	852
Production totale ⁽³⁾ tirée des activités poursuivies, nette avant redevances (en milliers de bep/j)				
	360	362	355	372
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de b/j)				
	62,4	70,8	65,9	75,7
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
	24	23	25	21
Production totale ⁽³⁾ tirée des activités abandonnées, nette avant redevances (en milliers de bep/j)				
	66	75	70	79
Production totale ⁽³⁾ , nette avant redevances (en milliers de bep/j)				
	426	437	425	451
Après redevances				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de b/j)				
Pétrole de la côte Est	70,4	65,2	69,6	75,1
Sables pétrolifères	47,8	46,5	46,5	44,8
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	10,8	12,6	11,2	11,4
Nord-Ouest de l'Europe	35,2	34,8	33,2	40,4
Afrique du Nord/Proche-Orient ⁽²⁾	46,8	45,5	44,0	43,7
	211,0	204,6	204,5	215,4
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	488	556	512	530
Nord-Ouest de l'Europe	65	74	66	85
Afrique du Nord/Proche-Orient ⁽²⁾	—	—	—	—
Nord de l'Amérique latine	53	45	57	51
	606	675	635	666
Production ⁽³⁾ totale tirée des activités poursuivies, nette après redevances (en milliers de bep/j)				
	312	317	310	326
Activités abandonnées				
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, nette (en milliers de b/j)				
	19,4	22,0	20,3	23,7
Production de gaz naturel, nette, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pi ³ /j)				
	4	—	4	3
Production ⁽³⁾ totale tirée des activités abandonnées, nette après redevances (en milliers de bep/j)				
	20	22	21	24
Production ⁽³⁾ totale, nette après redevances (en milliers de bep/j)				
	332	339	331	350
Ventes de produits pétroliers (en milliers de m ³ /j)				
Essences	23,6	24,2	24,4	24,7
Distillats	20,9	20,7	19,7	20,2
Divers, dont les produits pétrochimiques	8,4	10,5	8,7	11,7
	52,9	55,4	52,8	56,6
Pétrole brut traité par Petro-Canada (en milliers de m ³ /j)				
	40,2	44,8	40,9	48,2
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage) ⁽⁴⁾				
	99	96	96	98
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies du secteur Aval après impôts (en cents/litre) ⁽⁵⁾				
	2,2	2,0	2,1	1,7

(1) Inclut l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

(2) Exclut la production liée à la vente en instance des actifs producteurs syriens, qui sont présentés en tant qu'activités abandonnées.

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

(4) 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, qui a pris effet le 11 avril 2005.

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

DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES
Au 31 décembre 2005

Participation directe avant redevances <i>(en millions de bep)</i>	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		Pétrole de la côte Est	International	Total
	Ouest du Canada	Rocheuses américaines	Syncrude	Bitume			
Réserves prouvées							
Au 31 décembre 2004	363,2	20,2	331,4	–	68,3	430,9	1 214,0
Révisions d'estimations antérieures	(1,0)	6,0	19,5	8,1	68,1	29,5	130,2
Achats et ventes, montant net	–	–	–	–	–	5,3	5,3
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	10,9	–	–	–	23,2	3,3	37,4
Production	(42,8)	(3,1)	(9,4)	(8,1)	(27,5)	(64,4) ⁽¹⁾	(155,3) ⁽¹⁾
Au 31 décembre 2005	330,3	23,1	341,5	–	132,1	404,6 ⁽²⁾	1 231,6 ⁽²⁾
Réserves probables							
Au 31 décembre 2004	151,8	67,1	168,8	235,1	194,2	205,4	1 022,4
Révisions d'estimations antérieures	(45,4)	(10,1)	106,4	3,3	(1,1)	(6,8)	46,3
Achats et ventes, montant net	–	–	–	–	–	(5,7)	(5,7)
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	5,1	–	–	–	(19,4)	3,3	(11,0)
Au 31 décembre 2005	111,5	57,0	275,2	238,4	173,7	196,2 ⁽³⁾	1 052,0 ⁽³⁾
Réserves prouvées + probables							
Au 31 décembre 2004	515,0	87,3	500,2	235,1	262,5	636,3	2 236,4
Révisions d'estimations antérieures	(46,4)	(4,1)	125,9	11,4	67,0	22,7	176,5
Achats et ventes, montant net	–	–	–	–	–	(0,4)	(0,4)
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	16,0	–	–	–	3,8	6,6	26,4
Production	(42,8)	(3,1)	(9,4)	(8,1)	(27,5)	(64,4)	(155,3)
Au 31 décembre 2005	441,8	80,1	616,7	238,4	305,8	600,8	2 283,6

(1) La production syrienne de 25,6 millions de bep en 2005 est incluse dans le tableau.

(2) Les réserves prouvées syriennes de 48,7 millions de bep sont incluses au 31 décembre 2005.

(3) Les réserves probables syriennes de 18,5 millions de bep sont incluses au 31 décembre 2005.

PRIX MOYENS RÉALISÉS
31 décembre 2005

	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (<i>en \$/b</i>)				
Pétrole de la côte Est	64,23	50,29	63,15	48,39
Sables pétrolifères	46,44	38,74	46,90	39,90
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	63,27	52,23	59,47	47,02
Nord-Ouest de l'Europe	67,43	55,27	66,13	50,37
Afrique du Nord/Proche-Orient	62,44	51,35	65,75	48,26
Production totale de pétrole brut et de liquides de gaz naturel				
tirée des activités poursuivies	60,50	48,99	60,48	46,95
Activités abandonnées	64,13	46,63	61,82	46,70
Total – pétrole brut et liquides de gaz naturel	61,27	48,41	60,79	46,89
Gaz naturel (<i>en \$/millier de pi³</i>)				
Gaz naturel nord-américain ⁽¹⁾	11,83	6,89	8,47	6,72
Nord-Ouest de l'Europe	8,68	6,15	7,35	5,65
Nord de l'Amérique latine	9,82	5,30	6,62	4,81
Total – gaz naturel tiré des activités poursuivies	11,40	6,69	8,21	6,45
Activités abandonnées	7,10	4,63	6,43	4,81
Total – gaz naturel	11,27	6,64	8,16	6,41

(1) Inclut l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

TAUX DE REDEVANCE EN VIGUEUR
31 décembre 2005

	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
<i>(en pourcentage du produit des ventes)</i>				
Gaz naturel nord-américain	25 %	23 %	23 %	24 %
Pétrole de la côte Est	13 %	5 %	8 %	4 %
Sables pétrolifères	1 %	1 %	1 %	1 %
International				
Nord-Ouest de l'Europe	1 %	–	1 %	–
Afrique du Nord/Proche-Orient	8 %	11 %	12 %	15 %
Nord de l'Amérique latine	19 %	38 %	21 %	29 %
Total – activités poursuivies	13 %	13 %	13 %	12 %
Activités abandonnées	70 %	70 %	70 %	69 %
Total	22 %	23 %	22 %	22 %

DONNÉES SUR LES ACTIONS
31 décembre 2005

	Trois mois terminés le		Exercice terminé le	
	31 décembre		31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	516,2	521,2	518,4	529,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires diluées en circulation (en millions)	523,1	528,2	525,4	536,2
Bénéfice net – de base (en \$/action)	1,38	0,85	3,45	3,32
– dilué (en \$/action)	1,36	0,83	3,41	3,28
Flux de trésorerie (en \$/action)	2,29	1,93	7,78	6,86
Dividendes (en \$/action)	0,10	0,07	0,33	0,30
Bourse de Toronto :				
Cours des actions ⁽¹⁾ – haut	50,20	34,75	50,80	34,75
– bas	40,13	30,30	29,51	27,93
– clôture au 31 décembre	46,65	30,59	46,65	30,59
Actions négociées (nombre en millions)	169,6	169,2	575,9	576,7
Bourse de New York :				
Cours des actions ⁽²⁾ – haut	43,03	28,55	43,47	28,55
– bas	33,96	24,40	24,15	20,89
– clôture au 31 décembre	40,09	25,51	40,09	25,51
Actions négociées (nombre en millions)	28,5	21,8	105,7	58,8

(1) Le cours des actions est exprimé en dollars canadiens et représente le cours de clôture.

(2) Le cours des actions est exprimé en dollars américains et représente le cours de clôture.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES**31 décembre 2005***(non vérifiées, en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois terminés le		Exercice terminé le	
	31 décembre		31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice				
Amont				
Gaz naturel nord-américain	284 \$	131 \$	660 \$	500 \$
Pétrole de la côte Est	180	153	775	711
Sables pétrolifères	15	10	112	120
International	151	77	453	313
Aval	107	91	398	310
Services partagés	(89)	(30)	(250)	(125)
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	648 \$	432 \$	2 148 \$	1 829 \$
Gain (perte) à la conversion de devises	(5)	43	73	63
Gain (perte) non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard	7	(41)	(562)	(205)
Gain à la vente d'éléments d'actif	18	–	34	11
Activités abandonnées	46	7	98	59
Bénéfice net	714 \$	441 \$	1 791 \$	1 757 \$
Flux de trésorerie				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 285 \$	727 \$	3 783 \$	3 928 \$
Augmentation (diminution) du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation poursuivies et autres	(169)	239	4	(503)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	1 116 \$	966 \$	3 787 \$	3 425 \$
Capital utilisé moyen ⁽¹⁾				
Amont			8 376 \$	7 631 \$
Aval			3 341	2 715
Services partagés			143	187
Total – Société			11 860 \$	10 533 \$
Rendement du capital investi ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
Amont			18,5	19,7
Aval			12,4	11,5
Total – Société			16,0	17,5
Rendement d'exploitation du capital investi ⁽¹⁾ (en pourcentage)				
Amont			25,0	22,3
Aval			11,9	11,4
Total – Société			19,8	18,8
Rendement des capitaux propres ⁽¹⁾ (en pourcentage)			19,7	21,5
Dette			2 913 \$	2 580 \$
Espèces et quasi-espèces ⁽¹⁾			789 \$	170 \$
Ratio de la dette sur les flux de trésorerie ⁽²⁾ (fois)			0,8	0,8
Ratio de la dette sur la dette plus les capitaux propres (en pourcentage)			23,5	22,8

(1) Moyenne mobile sur 12 mois.

(2) Pour les activités poursuivies.

RÉSULTATS CONSOLIDÉS (non vérifiés)**Pour la période terminée le 31 décembre 2005**

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

	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
		(Note 4)		(Note 4)
Produits				
Exploitation	4 805 \$	3 710 \$	17 585\$	14 270 \$
Revenus de placement et autres produits (Note 6)	33	(87)	(806)	(312)
	4 838	3 623	16 779	13 958
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 429	1 794	8 846	6 740
Exploitation, commercialisation et administration (Note 7)	806	672	2 962	2 572
Exploration	77	76	271	235
Amortissement pour dépréciation et épuisement (Note 7)	285	318	1 222	1 256
Perte (gain) non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	7	(52)	(88)	(77)
Intérêts	52	34	164	142
	3 656	2 842	13 377	10 868
Bénéfice lié aux activités poursuivies avant impôts	1 182	781	3 402	3 090
Impôts sur le bénéfice				
Exigibles	377	207	1 794	1 365
Futurs	137	140	(85)	27
	514	347	1 709	1 392
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	668	434	1 693	1 698
Bénéfice net lié aux activités abandonnées (Note 4)	46	7	98	59
Bénéfice net	714 \$	441 \$	1 791 \$	1 757 \$
Bénéfice par action lié aux activités poursuivies (Notes 5 et 8)				
De base (en dollars)	1,29 \$	0,83 \$	3,27 \$	3,21 \$
Dilué (en dollars)	1,28 \$	0,82 \$	3,22 \$	3,17 \$
Bénéfice par action (Notes 5 et 8)				
De base (en dollars)	1,38 \$	0,85 \$	3,45 \$	3,32 \$
Dilué (en dollars)	1,36 \$	0,83 \$	3,41 \$	3,28 \$

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS (non vérifiés)**Pour la période terminée le 31 décembre 2005**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfices non répartis au début de la période	6 355 \$	5 006 \$	5 408 \$	3 810 \$
Bénéfice net	714	441	1 791	1 757
Dividendes sur les actions ordinaires	(51)	(39)	(181)	(159)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	7 018 \$	5 408 \$	7 018 \$	5 408 \$

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS (non vérifiés)
Pour la période terminée le 31 décembre 2005
(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
		(Notes 3 et 4)		(Notes 3 et 4)
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	714 \$	441 \$	1 791 \$	1 757 \$
Moins : bénéfice net lié aux activités abandonnées	46	7	98	59
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	668	434	1 693	1 698
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :				
Amortissement pour dépréciation et épuisement	285	318	1 222	1 256
Impôts futurs	137	140	(85)	27
Accroissement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	9	13	50	50
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	7	(52)	(88)	(77)
Gain à la cession d'éléments d'actif (Note 6)	(25)	-	(48)	(12)
(Gain) perte non réalisé(e) sur les contrats dérivés associés à Buzzard (Note 16)	(10)	66	889	333
Autre	6	10	14	33
Charges d'exploration (Note 3)	39	37	140	117
Produit de la vente de comptes débiteurs (Note 9)	-	-	80	399
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation poursuivies	169	(239)	(84)	104
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 285	727	3 783	3 928
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées (Note 4)	60	66	204	233
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 345	793	3 987	4 161
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration (Notes 3 et 10)	(881)	(936)	(3 606)	(3 955)
Produit de la vente d'éléments d'actif	52	7	81	44
Augmentation des charges reportées et des autres éléments d'actif	(15)	(15)	(70)	(36)
Acquisition de Prima Energy Corporation (Note 11)	-	-	-	(644)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse et autre lié aux activités d'investissement	35	(10)	237	10
	(809)	(954)	(3 358)	(4 581)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) des effets à payer à court terme	-	85	(303)	314
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme (Note 12)	-	-	762	533
Remboursement sur la dette à long terme	(1)	(1)	(6)	(299)
Produit de l'émission d'actions ordinaires (Note 13)	3	8	64	39
Achat d'actions ordinaires (Note 13)	(89)	(159)	(346)	(447)
Dividendes sur les actions ordinaires	(51)	(39)	(181)	(159)
Augmentation du fonds de roulement hors caisse lié aux activités de financement	-	(8)	-	(26)
	(138)	(114)	(10)	(45)
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	398	(275)	619	(465)
Espèces et quasi-espèces au début de la période	391	445	170	635
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	789 \$	170 \$	789 \$	170 \$
Espèces et quasi-espèces – activités abandonnées (Note 4)	68 \$	206 \$	68 \$	206 \$
Espèces et quasi-espèces – activités poursuivies	721 \$	(36) \$	721 \$	(36) \$

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés

BILAN CONSOLIDÉ (non vérifié)**Au 31 décembre 2005**

(en millions de dollars canadiens)

	31 décembre 2005	31 décembre 2004 (Note 4)
Actif		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces	721 \$	- \$
Débiteurs (Note 9)	1 617	1 086
Stocks	596	549
Actif des activités abandonnées (Note 4)	237	387
	<u>3 171</u>	<u>2 022</u>
Immobilisations corporelles, nettes	15 921	14 318
Écart d'acquisition	737	853
Charges à payer et autres éléments d'actif	415	345
Actif des activités abandonnées (Note 4)	411	598
	<u>20 655 \$</u>	<u>18 136 \$</u>
Passif et avoir des actionnaires		
Passif à court terme		
Chèques en circulation moins les espèces et quasi-espèces	- \$	36 \$
Créditeurs et charges à payer	2 854	2 188
Impôts sur le bénéfice à payer	82	272
Passif des activités abandonnées (Note 4)	102	133
Effets à payer à court terme	-	299
Tranche à court terme de la dette à long terme	7	6
	<u>3 045</u>	<u>2 934</u>
Dette à long terme (Note 12)	2 906	2 275
Autres éléments de passif	1 888	646
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	923	834
Impôts futurs	2 405	2 708
Avoir des actionnaires		
Actions ordinaires (Note 13)	1 362	1 314
Surplus d'apport (Note 13)	1 422	1 743
Bénéfices non répartis	7 018	5 408
Écart de conversion de devises	(314)	274
	<u>9 488</u>	<u>8 739</u>
	<u>20 655 \$</u>	<u>18 136 \$</u>

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

(en millions de dollars canadiens)

1. INFORMATION SECTORIELLE – ACTIVITÉS POURSUIVIES (Notes 3 et 4)

Trois mois terminés le 31 décembre

	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	658 \$	471 \$	367 \$	198 \$	191 \$	111 \$	551 \$	434 \$	3 038 \$	2 496 \$	- \$	- \$	4 805 \$	3 710 \$
Revenus de placement et autres produits	20	1	1	(2)	-	-	16	(86)	(4)	5	-	(5)	33	(87)
Ventes intersectorielles	113	64	67	115	177	146	-	-	3	5	-	-		
Produits sectoriels	791	536	435	311	368	257	567	348	3 037	2 506	-	(5)	4 838	3 623
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	144	85	48	-	166	91	-	-	2 069	1 625	2	(7)	2 429	1 794
Ventes intersectorielles	2	4	2	1	27	16	-	-	329	309	-	-		
Exploitation, commercialisation et administration	116	103	42	27	105	100	97	71	410	353	36	18	806	672
Exploration	20	44	4	-	1	6	52	26	-	-	-	-	77	76
Amortissement pour dépréciation et épuisement	89	89	61	58	43	29	40	70	51	72	1	-	285	318
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	(52)	7	(52)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52	34	52	34
	371	325	157	86	342	242	189	167	2 859	2 359	98	(7)	3 656	2 842
Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts	420	211	278	225	26	15	378	181	178	147	(98)	2	1 182	781
Impôts sur le bénéfice														
Exigibles	88	52	83	69	(18)	(36)	265	107	(3)	36	(38)	(21)	377	207
Futurs	34	28	15	3	29	41	(45)	38	70	19	34	11	137	140
	122	80	98	72	11	5	220	145	67	55	(4)	(10)	514	347
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	298 \$	131 \$	180 \$	153 \$	15 \$	10 \$	158 \$	36 \$	111 \$	92 \$	(94) \$	12 \$	668 \$	434 \$
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies	182 \$	195 \$	89 \$	78 \$	109 \$	132 \$	163 \$	205 \$	320 \$	308 \$	6 \$	5 \$	869 ⁽¹⁾ \$	923 ⁽¹⁾ \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	482 \$	231 \$	165 \$	243 \$	120 \$	141 \$	235 \$	154 \$	324 \$	193 \$	(4) \$	(235) \$	1 285 \$	727 \$

(1) Les dépenses comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 8 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 décembre 2005 (7 millions \$ pour les trois mois terminés le 31 décembre 2004).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

(en millions de dollars canadiens)

1. INFORMATION SECTORIELLE – ACTIVITÉS POURSUIVIES (Notes 3 et 4)

Exercice terminé le 31 décembre

	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	2 073	\$ 1 770	\$ 1 284	\$ 914	\$ 749	\$ 412	\$ 2 183	\$ 1 767	\$ 11 296	\$ 9 407	\$ -	\$ -	\$ 17 585	\$ 14 270
Revenus de placement et autres produits	21	3	(2)	(3)	4	-	(851)	(335)	43	13	(21)	10	(806)	(312)
Ventes intersectorielles	345	215	346	527	660	548	-	-	13	14	-	-	-	-
Produits sectoriels	2 439	1 988	1 628	1 438	1 413	960	1 332	1 432	11 352	9 434	(21)	10	16 779	13 958
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	466	359	48	-	571	291	-	-	7 762	6 093	(1)	(3)	8 846	6 740
Ventes intersectorielles	7	9	6	5	80	49	-	-	1 271	1 241	-	-	-	-
Exploitation, commercialisation et administration	426	379	158	120	423	362	364	319	1 436	1 328	155	64	2 962	2 572
Exploration	118	119	4	2	32	16	117	98	-	-	-	-	271	235
Amortissement pour dépréciation et épusement	364	321	259	268	133	69	249	320	216	277	1	1	1 222	1 256
(Gain) perte non réalisé(e) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(88)	(77)	(88)	(77)
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	164	142	164	142
	1 381	1 187	475	395	1 239	787	730	737	10 685	8 939	231	127	13 377	10 868
Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts	1 058	801	1 153	1 043	174	173	602	695	667	495	(252)	(117)	3 402	3 090
Impôts sur le bénéfice														
Exigibles	311	330	361	323	(45)	(71)	1 015	631	264	226	(112)	(74)	1 794	1 365
Futurs	73	(29)	17	9	104	124	(304)	(52)	(12)	(45)	37	20	(85)	27
	384	301	378	332	59	53	711	579	252	181	(75)	(54)	1 709	1 392
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	674	\$ 500	\$ 775	\$ 711	\$ 115	\$ 120	(109)	\$ 116	\$ 415	\$ 314	\$ (177)	\$ (63)	\$ 1 693	\$ 1 698
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies	713	\$ 666	\$ 314	\$ 275	\$ 772	\$ 397	\$ 696	\$ 1 707	\$ 1 053	\$ 839	\$ 12	\$ 9	\$ 3 560 ⁽¹⁾	\$ 3 893 ⁽¹⁾
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 219	\$ 899	\$ 1 002	\$ 1 018	\$ 340	\$ 384	\$ 722	\$ 789	\$ 663	\$ 879	\$ (163)	\$ (41)	\$ 3 783	\$ 3 928

⁽¹⁾ Les dépenses comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 35 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (20 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 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. 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 38 millions \$ et de 131 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2005, respectivement (39 millions \$ et 118 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2004).

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 20 décembre 2005, la Société a conclu un accord en vue de vendre ses actifs producteurs en Syrie pour 676 millions \$ (484 millions €) avant ajustements. Par conséquent, les actifs producteurs en Syrie ont été classés comme détenus pour la vente et présentés en tant qu'activités abandonnées dans le secteur International. La vente devrait être conclue au premier trimestre de 2006. Le montant du gain à comptabiliser sera déterminé au moment de la conclusion de la vente.

La comptabilisation des activités abandonnées se traduit par une réduction des soldes de l'état des résultats consolidés comme suit :

	Trois mois terminés le		Exercice terminé le	
	31 décembre		31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Produits	118 \$	94 \$	464 \$	419 \$
Charges				
Exploitation, commercialisation et administration	26	30	104	118
Amortissement pour dépréciation et épuisement	16	34	145	146
	42	64	249	264
Bénéfice lié aux activités abandonnées avant impôts	76	30	215	155
Impôts sur le bénéfice	30	23	117	96
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	46 \$	7 \$	98 \$	59 \$

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES (suite)

Les actifs et les passifs des activités abandonnées se présentent comme suit :

	Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004
Actif à court terme ⁽¹⁾	237 \$	387 \$
Immobilisations corporelles, nettes	300	465
Écart d'acquisition	111	133
Actif total	648	985
Passif à court terme	102	133
Actif net des activités abandonnées	546 \$	852 \$

⁽¹⁾ Inclut des espèces et quasi-espèces de 68 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (206 millions \$ au 31 décembre 2004).

5. 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 en actions. 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'action récompensant le rendement ont été retraitées de façon à refléter ce qui précède.

6. REVENUS DE PLACEMENT ET AUTRES PRODUITS

Les revenus de placement et autres produits comprennent un gain net de 2 millions \$ et une perte nette de 882 millions \$ sur les contrats dérivés (voir la Note 16) pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2005, respectivement (perte nette de 75 millions \$ et perte nette de 345 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2004) et des gains nets à la cession d'éléments d'actif de 25 millions \$ et de 48 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2005, respectivement (néant et 12 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2004).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)**7. DÉVALUATION D'ÉLÉMENTS D'ACTIF**

Petro-Canada a annoncé en septembre 2003 qu'elle cesserait ses activités de raffinage à Oakville et qu'elle agrandirait le terminal existant. La fermeture de la raffinerie s'est achevée en avril 2005. La charge totale imputée aux résultats relativement à la fermeture sur les trois exercices a été de 195 millions \$ après impôts. Les charges suivantes ont été enregistrées dans le secteur Aval :

	Trois mois terminés le 31 décembre				Exercice terminé le 31 décembre			
	2005		2004		2005		2004	
	Avant impôts	Après impôts	Avant impôts	Après impôts	Avant impôts	Après impôts	Avant impôts	Après impôts
Charges d'exploitation, de commercialisation et d'administration (coûts de déclassement et coûts liés au personnel)	- \$	- \$	1 \$	1 \$	(4) \$	(2) \$	3 \$	2 \$
Amortissement pour dépréciation (dévaluation d'éléments d'actifs et dépréciation accrue)	-	-	16	10	1	-	71	44
	- \$	- \$	17 \$	11 \$	(3) \$	(2) \$	74 \$	46 \$

8. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le tableau ci-dessous indique les nombres d'actions ordinaires utilisés pour le calcul du bénéfice par action lié aux activités poursuivies et du bénéfice par action :

(en millions)	Trois mois terminés le 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	516,2	521,2	518,4	529,3
Effet de dilution des options sur actions	6,9	7,0	7,0	6,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	523,1	528,2	525,4	536,2

9. PROGRAMME DE TITRISATION

Au cours de 2004, la Société a entamé un programme de titrisation, expirant en 2009, en vue 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 augmenté le montant total limite des comptes débiteurs pouvant être vendus en vertu du programme, qui est passé de 400 millions \$ à 500 millions \$. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la Société a vendu des comptes débiteurs impayés additionnels de 80 millions \$ qui lui ont rapporté un produit net de 80 millions \$. Au 31 décembre 2005, des comptes débiteurs impayés de 480 millions \$ (400 millions \$ au 31 décembre 2004) avaient été vendus en vertu du programme.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)**10. PROJET D'EXPLOITATION MINIÈRE DE SABLES PÉTROLIFÈRES FORT HILLS**

En juin 2005, la Société a acquis une participation de 60 % dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Fort Hills pour 300 \$ millions, qui appartenait antérieurement à 100 % à UTS Energy Corporation (UTS). Dans le cadre de l'acquisition, Petro-Canada est devenue l'exploitant du projet. Pour payer l'investissement, Petro-Canada financera une portion de la quote-part d'UTS à l'égard de la prochaine tranche de 2,5 milliards \$ de capitaux de développement.

En novembre 2005, la Société et UTS ont finalisé des accords avec Teck Cominco Limited (Teck Cominco) en vertu desquels Teck Cominco a acquis une participation de 15 % dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Fort Hills, Petro-Canada et UTS conservant des participations de 55 % et de 30 %, respectivement. Petro-Canada demeure l'exploitant du projet.

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 d'immobilisations 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.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiées)

12. DETTE À LONG TERME

	Échéance	31 décembre 2005
Obligations et effets		
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions \$ US) ⁽¹⁾	2035	700 \$
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions \$ US)	2033	350
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions \$ US)	2028	292
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions \$ US)	2026	321
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions \$ US)	2021	350
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions \$ US)	2014	466
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions \$ US)	2013	350
Contrats de location-acquisition	2007-2017	77
Prêts fiduciaires des concessionnaires des ventes au détail	2012-2014	7
		2 913
Tranche à court terme		(7)
		2 906 \$

⁽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 existants.

13. AVOIR DES ACTIONNAIRES

Les variations relatives aux actions ordinaires et au surplus d'apport se présentent comme suit :

	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	3 544 282	64	-
Actions achetées en vertu de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	(8 333 400)	(22)	(324)
Rémunération à base d'actions	-	6	3
Solde au 31 décembre 2005	515 138 904	1 362 \$	1 422 \$

En juin 2005, la Société a renouvelé son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités en vue de racheter un maximum de 26 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 2 000 000 d'actions à un coût de 89 millions \$ et 8 333 400 actions à un coût de 346 millions \$ au cours des trois mois et de l'exercice terminés le 31 décembre 2005, respectivement (4 806 376 actions à un coût de 159 millions \$ et 13 736 164 actions à un coût de 447 millions \$ au cours des trois mois et de l'exercice terminés le 31 décembre 2004). L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions achetées, qui a totalisé 83 millions \$ et 324 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2005, respectivement, ont été enregistrés 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 se présentent comme suit :

	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	4 185 800	35	642 940
Levées	(3 544 282)	18	-
Annulées	(354 599)	29	(49 833)
Solde au 31 décembre 2005	18 361 617	24 \$	1 158 967

La charge de rémunération à base d'actions totale enregistrée a été de 13 millions \$ et de 99 millions \$ au cours des trois mois et de l'exercice terminés le 31 décembre 2005, respectivement (1 million \$ et 12 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 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 basée sur la juste valeur a servi à comptabiliser le coût de rémunération lié aux options octroyées en 2002.

	Trois mois terminés le 31 décembre					
	2005		2004		2004	
	Bénéfice net		Bénéfice par action (en dollars)			
	2005	2004	De base	Dilué	De base	Dilué
Bénéfice net présenté	714 \$	441 \$	1,38 \$	1,36 \$	0,85 \$	0,83 \$
Ajustement pro forma	2	2	-	-	0,01	-
Bénéfice net pro forma	712 \$	439 \$	1,38 \$	1,36 \$	0,84 \$	0,83 \$

	Exercice terminé le 31 décembre					
	2005		2004		2004	
	Bénéfice net		Bénéfice par action (en dollars)			
	2005	2004	De base	Dilué	De base	Dilué
Bénéfice net présenté	1 791 \$	1 757 \$	3,45 \$	3,41 \$	3,32 \$	3,28 \$
Ajustement pro forma	8	9	0,01	0,02	0,02	0,02
Bénéfice net pro forma	1 783 \$	1 748 \$	3,44 \$	3,39 \$	3,30 \$	3,26 \$

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 31 décembre		Exercice terminé le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	12	\$ 12	\$ 36	\$ 31
Intérêts débiteurs	23	21	86	81
Rendement prévu de l'actif des régimes	(23)	(22)	(88)	(79)
Amortissement de l'actif transitoire	(3)	(2)	(6)	(5)
Amortissement des pertes actuarielles nettes	8	7	34	30
	17	16	62	58
Régime à cotisations déterminées	5	4	16	13
	22	\$ 20	\$ 78	\$ 71
Autres régimes d'avantages sociaux postérieurs au départ à la retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	1	\$ 1	\$ 4	\$ 4
Intérêts débiteurs	3	4	12	13
Amortissement de l'obligation transitoire	1	-	2	3
	5	\$ 5	\$ 18	\$ 20

La Société a versé des cotisations de 112 millions \$ à ses régimes de retraite en 2005.

16. INSTRUMENTS FINANCIERS ET PRODUITS DÉRIVÉS

Les revenus de placement et autres produits comprennent les gains et les pertes 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. Ces contrats se sont soldés par un gain de 10 millions \$ et une perte de 889 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2005, respectivement (perte de 66 millions \$ et perte de 333 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2004).

Les gains et les pertes non réalisés sur tous les contrats dérivés ont accru les revenus de placement et autres produits de 1 million \$ et réduit les revenus de placement et autres produits de 889 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2005, respectivement (diminution des revenus de placement et autres produits de 72 millions \$ et de 338 millions \$ pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2004). Au 31 décembre 2005, les débiteurs, les créditeurs et autres charges à payer et les autres éléments de passif ont été augmentés de 5 millions \$, de 1 million \$ et de 1 222 millions \$, respectivement, en raison des montants non réalisés évalués à la valeur du marché sur les contrats dérivés.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifiés)**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.