



Quatrième trimestre

DOUZE MOIS TERMINÉS LE 31 DÉCEMBRE 2005

L'Impériale publie ses résultats financiers et d'exploitation de 2005

Calgary, le 2 février 2006 – L'Impériale a annoncé aujourd'hui un bénéfice net pour 2005 de 2 600 M\$ (7,59 \$ par action). C'est le bénéfice net le plus élevé de l'histoire de la compagnie, qui surpasse le sommet de 2 052 M\$ (5,74 \$ par action) enregistré en 2004. Le bénéfice du quatrième trimestre s'est chiffré à 1 016 M\$ (3,00 \$ par action) en 2005, contre 538 M\$ (1,53 \$ par action) au quatrième trimestre 2004.

En 2005, les prix obtenus pour le pétrole brut, le gaz naturel et le bitume de Cold Lake et l'élargissement des marges de raffinage ont eu une incidence favorable sur le bénéfice par rapport à 2004. La production accrue de gaz naturel et de bitume de Cold Lake a également contribué à cette évolution favorable. Ces résultats ont été en partie annulés par l'appréciation du dollar canadien, la baisse de la production de Syncrude, la diminution naturelle du rendement des gisements classiques de pétrole et la hausse des travaux d'entretien systématique qui a entravé les activités de raffinage. Les charges d'exploitation ont augmenté par suite principalement de la montée des coûts d'énergie et des frais d'entretien à Syncrude. En outre, les charges de la rémunération à base d'actions ont été plus élevées que celles de l'exercice précédent et la relocalisation du siège social a entraîné des frais passés en charges en 2005. Le bénéfice net de 2005 comprend un gain à la vente d'actifs, principalement les gisements de Redwater et de North Pembina.

Les produits d'exploitation se sont élevés à 7 464 M\$ au quatrième trimestre de 2005 et à 27 797 M\$ pour l'ensemble de l'exercice, contre 6 142 M\$ et 22 408 M\$ pour les périodes correspondantes de 2004. Les dépenses en immobilisations et d'exploration se sont chiffrées à 402 M\$ au quatrième trimestre et à 1 475 M\$ pour l'exercice, contre 418 M\$ et 1 445 M\$ respectivement en 2004. En 2005, l'Impériale a racheté plus de 17,5 millions d'actions pour 1 795 M\$. Le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie s'établissait à 1 661 M\$ à la fin de 2005 contre 1 279 M\$ à la fin de 2004.

« En 2005, la solidité de l'exploitation jumelée à un contexte de prix très robuste s'est soldée par un bénéfice record, ce qui a permis de verser aux actionnaires plus de 2,1 G\$ par le rachat d'actions et le paiement de dividendes, a déclaré Tim Hearn, le président du Conseil, président et chef de l'exploitation de la compagnie. Dans ce contexte, la compagnie a également connu les meilleurs résultats de son histoire au chapitre de la sécurité et amélioré sa performance environnementale sous plusieurs aspects. »

« L'Impériale demeure résolue à assurer sa croissance à long terme, a renchéri M. Hearn. Grâce à notre solidité financière, nous pourrions continuer à financer de nombreux investissements importants comme le projet d'exploitation du gaz du Mackenzie, Kearl et la poursuite de la mise en valeur de Cold Lake, qui sont nécessaires pour répondre aux besoins croissants en énergie. »

L'Impériale est l'une des plus grandes entreprises du Canada et un acteur de premier plan de l'industrie pétrolière du pays. C'est l'un des plus importants producteurs canadiens de pétrole brut et de gaz naturel. Au pays, c'est aussi le principal raffineur-distributeur de produits pétroliers, vendus principalement sous les marques Esso et Mobil par un réseau d'approvisionnement qui s'étend d'un bout à l'autre du pays et qui comprend près de 2 000 points de vente.

Faits saillants

Meilleur dossier de sécurité de tous les temps en 2005

La priorité que la compagnie accorde à l'amélioration continue vise notamment à éliminer les accidents du travail. En 2005, le dossier de la sécurité a été le meilleur de son histoire tant chez les employés que chez les entrepreneurs. Les taux de blessures et de maladies professionnelles, y compris les cas qui entraînent un arrêt de travail, ont été inférieurs à ceux des autres années.

Avancement du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie

En novembre, une importante étape du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie a été franchie quand l'Impériale, au nom de ses coentrepreneurs, a informé l'Office national de l'énergie qu'à la suite des progrès accomplis dans divers domaines clés, les promoteurs étaient prêts pour les audiences publiques. Ces audiences ont débuté le 25 janvier 2006. La portée actuelle du projet prévoit la mise en valeur d'une quantité de gaz naturel estimée à six billions de pieds cubes dans le delta du Mackenzie, dont 2,8 billions proviendraient du gisement Taglu de l'Impériale, ainsi que la construction de pipelines et d'installations connexes.

Le produit de la vente d'actifs pétroliers et gaziers dans l'Ouest canadien atteint 289 M\$

En décembre, comme le veut la pratique de la compagnie qui consiste à se délester d'actifs non essentiels, l'Impériale a vendu le gisement Redwater dont elle était le propriétaire-exploitant, de même que sa participation dans le gisement North Pembina. Le produit net touché par l'Impériale s'est chiffré à 289 M\$ pour un gain à la vente d'actifs de 163 M\$ après impôts.

Production annuelle record à Cold Lake

En 2005, la production de bitume de l'Impériale à Cold Lake, en Alberta, s'est établie en moyenne à 139 00 barils par jour. Les travaux d'agrandissement de la partie nord de l'exploitation ont pu en outre démarrer après obtention des autorisations réglementaires en 2004.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

FAITS SAILLANTS DE NATURE FINANCIÈRE (sans vérification)

	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis)				
Ressources naturelles	671	399	2 008	1 517
Produits pétroliers	263	178	694	556
Produits chimiques	32	31	121	109
Comptes non sectoriels	50	(70)	(223)	(130)
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	1 016	538	2 600	2 052
Flux de trésorerie d'exploitation	1 296	1 115	3 451	3 312
Dépenses en immobilisations et d'exploration	402	418	1 475	1 445
Données par action (en dollars)				
Bénéfice net de base	3,01	1,53	7,62	5,75
Bénéfice net dilué	3,00	1,53	7,59	5,74
Dividendes	0,24	0,22	0,94	0,88
Cours de clôture de l'action le 31 décembre				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)			115,41	71,15
American Stock Exchange (en dollars américains)			99,60	59,38

RAPPORT DE GESTION

Depuis le quatrième trimestre 2004, la société déclare ses résultats financiers selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis d'Amérique. Les résultats financiers des trois premiers trimestres de 2004 ont été recompilés et redéposés selon les PCGR des États-Unis en conformité avec les exigences réglementaires canadiennes. Les chiffres comparatifs figurant dans ce rapport de gestion sont présentés selon les PCGR des États-Unis. Les différences entre les PCGR des États-Unis et ceux du Canada sont peu importantes dans le cas de l'Impériale et leur explication, dans la mesure où elles s'appliquent à la compagnie, qui comprend un rapprochement sous forme de tableau entre le bénéfice net déclaré selon les PCGR des États-Unis et ceux du Canada, figure à la note 2 des états financiers consolidés non vérifiés.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le bénéfice net du quatrième trimestre a atteint un sommet de 1 016 M\$ (3,00 \$ par action) sur une base diluée, contre 538 M\$ (1,53 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2004. Le bénéfice net de 2005 s'est élevé à 2 600 M\$ (7,59 \$ par action) sur une base diluée, soit le plus élevé enregistré à ce jour pour un exercice, le sommet précédent ayant été atteint en 2004 avec 2 052 M\$ (5,74 \$ par action).

Les principaux facteurs qui ont contribué à la hausse du bénéfice du quatrième trimestre ont été l'augmentation des prix de vente obtenus dans le secteur des ressources naturelles et l'élargissement des marges de raffinage qui, ensemble, lui ont ajouté environ 430 M\$. La production de bitume de Cold Lake et de gaz naturel est demeuré solide. Ces facteurs ont été en partie annulés par une hausse des coûts d'énergie d'environ 110 M\$, une appréciation du dollar

RAPPORT DE GESTION (suite)

canadien qui a pesé pour environ 70 M\$ et une hausse des travaux d'entretien à Syncrude et dans les raffineries qui a retranché environ 50 M\$. Le bénéfice net du quatrième trimestre 2005 comprend un gain de 163 M\$ à la vente des gisements producteurs classiques de Redwater et de North Pembina et un ajustement favorable de 42 M\$ aux charges de rémunération à base d'actions qui avaient été comptabilisées à partir du cours de l'action de la compagnie. Une charge de 33 M\$ au titre des charges de rémunération à base d'actions avait été imputée aux résultats du quatrième trimestre 2004. Il a aussi fallu retrancher des résultats du quatrième trimestre 2004 une dépréciation de 42 M\$ d'un bien situé dans le nord de Toronto.

La solide performance opérationnelle enregistré par la compagnie en 2005 lui a permis de saisir des occasions dans un contexte de prix des marchandises à la hausse et d'élargissement des marges sectorielles. L'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, le gaz naturel et le bitume de Cold Lake et l'amélioration des marges de raffinage ont ajouté environ 1 300 M\$ au bénéfice par rapport à 2004. À ces résultats il a aussi fallu ajouter environ 125 M\$ qui sont venus de la production accrue de bitume à Cold Lake et de gaz naturel. Ces facteurs ont été en partie annulés par le renforcement du dollar canadien, la baisse de la production de Syncrude, la diminution naturelle du rendement des gisements classiques de pétrole brut et une augmentation de l'entretien systématique qui a pesé sur les activités de raffinage. L'incidence négative de l'ensemble de ces facteurs sur les résultats a été d'environ 590 M\$. Les charges d'exploitation ont augmenté et ont retranché environ 325 M\$ au bénéfice, par suite surtout de la montée des coûts d'énergie et de la hausse des charges d'entretien à Syncrude. En outre, les charges de rémunération à base d'actions ont augmenté de 143 M\$ par rapport à l'exercice précédent et la relocalisation du siège social a entraîné des frais d'environ 45 M\$ en 2005. Le bénéfice net de 2005 comprend un gain de 233 M\$ à la vente d'actifs, principalement les gisements de Redwater et de North Pembina. En 2004, le bénéfice net comprenait un gain de 32 M\$ à la vente d'actifs et une dépréciation de 42 M\$ d'un bien situé dans le nord de Toronto.

Les produits d'exploitation du quatrième trimestre se sont établis à 7 464 M\$ et ceux de l'exercice 2005 à 27 797 M\$, contre 6 142 M\$ et 22 408 M\$ pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent.

Ressources naturelles

Le bénéfice net tiré des ressources naturelles au quatrième trimestre a atteint un sommet de 671 M\$, en hausse de 272 M\$ sur celui du quatrième trimestre de 2004. Les résultats du quatrième trimestre ont augmenté par suite principalement de la hausse des prix de vente du gaz naturel, du bitume de Cold Lake et du pétrole brut qui ont ajouté environ 300 M\$ au bénéfice. Ces hausses de prix ont été atténuées par l'incidence négative d'une appréciation du dollar canadien, qui a retranché environ 55 M\$ et par une augmentation des charges d'exploitation d'environ 120 M\$, par suite principalement de la montée des coûts d'énergie et des travaux d'entretien accrus à Syncrude. Le bénéfice net du quatrième trimestre 2005 comprend un gain de 163 M\$ à la vente des gisements producteurs classiques de Redwater et de North Pembina.

Le bénéfice net de l'exercice 2005, qui constitue également un sommet, s'est élevé à 2 008 M\$, en hausse de 491 M\$ sur celui de l'exercice précédent. Les principales raisons de cette hausse sont l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, le gaz naturel et le bitume de Cold Lake, qui a ajouté environ 910 M\$, et l'accroissement de la production de bitume de Cold Lake et de gaz naturel, qui a ajouté environ 125 M\$. Leur effet positif sur les résultats a été en partie effacé par l'incidence défavorable d'une montée du dollar canadien qui a retranché environ 260 M\$, par la baisse de la production qui a retranché environ 100 M\$ à Syncrude par suite de travaux d'entretien accrus et par la diminution naturelle du rendement des gisements de pétrole classique et de

RAPPORT DE GESTION (suite)

liquides du gaz naturel (LGN), qui a retranché environ 90 M\$. Les charges d'exploitation ont aussi été plus élevées que l'exercice précédent et ont amputé le bénéfice d'environ 275 M\$, par suite principalement d'une augmentation des coûts d'énergie d'environ 140 M\$ et de la hausse des frais d'entretien et autres à Syncrude, qui a retranché environ 75 M\$. Le bénéfice net de 2005 comprend un gain de 208 M\$ à la vente d'actifs, principalement les gisements de Redwater et de North Pembina. Le bénéfice net de 2004 comprenait un gain de 25 M\$ à la vente d'actifs.

Alors qu'en dollars américains le prix du pétrole Brent a monté en moyenne de 29 % et de 42 % au quatrième trimestre et pour l'ensemble de l'exercice par rapport aux mêmes périodes de l'exercice précédent, le prix que la compagnie a obtenu en dollars canadiens pour le pétrole classique n'a progressé en moyenne que de 24 % et de 32 % respectivement, du fait surtout de la poussée du dollar canadien.

Le prix moyen touché en dollars américains pour le bitume de Cold Lake a progressé au quatrième trimestre 2005 d'environ 17 % par rapport au quatrième trimestre de 2004. Cependant, par rapport au prix du pétrole léger, l'écart entre les prix du pétrole léger et du bitume de Cold Lake s'est creusé au quatrième trimestre 2005 par rapport à la même période de 2004. Cet écart s'est aussi creusé en 2005, le prix touché pour le bitume de Cold Lake n'ayant gagné qu'environ 12 % par rapport à l'exercice précédent malgré une forte hausse du prix du brut léger.

Au quatrième trimestre, le prix obtenu pour le gaz naturel s'est établi en moyenne à 12,35 \$ le millier de pieds cubes, contre 7,12 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour l'ensemble de l'exercice, le prix obtenu pour le gaz naturel s'est élevé en moyenne à 9,00 \$ le millier de pieds cubes contre 6,78 \$ en 2004.

La production brute de pétrole brut et de LGN a atteint 267 000 barils par jour contre 274 000 au quatrième trimestre de 2004. Pour l'exercice, la production brute de pétrole brut et de LGN s'est établie en moyenne à 261 000 barils par jour contre 262 000 en 2004.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 144 000 barils par jour pour le trimestre, tout comme au quatrième trimestre de l'exercice précédent. Pour l'exercice, la production brute a atteint le chiffre record de 139 000 barils par jour contre 126 000 en 2004. L'accroissement de la production s'explique en grande partie par la nature cyclique de la production de Cold Lake et par les volumes de production accrus attribuables aux forages d'exploitation continus.

Au quatrième trimestre de 2005, la production brute correspondant à la quote-part de la compagnie dans Syncrude s'est établie à 56 000 barils par jour contre 57 000 pour la même période de l'exercice précédent. En 2005, la production brute correspondant à la quote-part de la compagnie dans Syncrude s'est élevée en moyenne à 53 000 barils par jour contre 60 000 en 2004. La diminution de la production est avant tout attribuable à la révision de l'unité de cokéfaction qui avait été prévue pour le deuxième trimestre et à des travaux d'entretien imprévus exécutés à d'autres unités de traitement au premier trimestre.

Pour le quatrième trimestre et l'ensemble de l'exercice, la production brute de pétrole classique a été en moyenne de 37 000 et de 38 000 barils par jour, respectivement, contre 41 000 et 43 000 pour les périodes correspondantes de 2004. La diminution naturelle du rendement des gisements dans le bassin de l'Ouest canadien explique en grande partie le recul de la production survenu au cours des deux périodes de 2005.

La production brute de LGN mis en vente s'est élevée à 30 000 barils par jour au quatrième trimestre, contre 32 000 barils par jour pour le même trimestre de l'exercice précédent. Au cours de l'exercice 2005, la production brute de LGN mis en vente s'est repliée pour se situer à

RAPPORT DE GESTION (suite)

31 000 barils par jour contre 33 000 en 2004, par suite surtout de la diminution de la teneur en LGN du gaz extrait à Wizard Lake.

La production brute de gaz naturel du quatrième trimestre de 2005 a atteint 579 millions de pieds cubes par jour, contre 578 millions pour la même période de l'exercice précédent. Pour l'exercice, la production brute s'est chiffrée à 580 millions de pieds cubes par jour contre 569 millions en 2004. Les volumes de production ont augmenté par suite surtout de la montée en production des gisements Nisku, Wizard Lake et Medicine Hat.

En novembre, la compagnie, au nom des promoteurs du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie, a signifié à l'Office national de l'énergie que les promoteurs du projet étaient prêts à se présenter aux audiences publiques sur le projet étant donné les progrès réalisés sur le partage des retombées et les conventions d'accès, le régime fiscal et le processus réglementaire. Les audiences ont commencé en janvier et devraient se poursuivre tout au long de 2006.

En décembre, la compagnie a vendu le gisement Redwater qu'elle exploitait en propre ainsi que sa participation dans le gisement North Pembina, deux gisements situés en Alberta, pour un produit net de 289 M\$ qui a permis de réaliser un gain de 163 M\$. La quote-part de la compagnie dans la production de pétrole et de gaz naturel de ces deux propriétés s'est élevée en moyenne à 4 370 barils d'équivalent-pétrole par jour au troisième trimestre 2005.

Produits pétroliers

Le bénéfice net tiré des produits pétroliers au quatrième trimestre de 2005 s'est élevé à 263 M\$, contre 178 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice net de 2005 s'est établi à 694 M\$ contre 556 M\$ en 2004. Les résultats du quatrième trimestre et de l'ensemble de l'exercice de 2005 ont été les meilleurs à ce jour, dépassant les sommets précédents atteints en 2004.

Au quatrième trimestre 2005, l'élargissement des marges de raffinage dans l'ensemble du secteur a été le principal facteur d'augmentation du bénéfice. Les marges de commercialisation se sont rétablies dans une certaine mesure par rapport à celles du quatrième trimestre 2004. Les travaux d'entretien systématique des raffineries ont augmenté ce trimestre, ce qui a eu une incidence sur les activités de raffinage et les charges et a retranché du bénéfice environ 30 M\$. La hausse des coûts d'énergie et la montée du dollar canadien ont aussi pesé sur les résultats du quatrième trimestre en retranchant environ 30 M\$ et 15 M\$.

La hausse du bénéfice de 2005 est avant tout attribuable à l'élargissement des marges de raffinage dans l'ensemble du secteur. Les marges de commercialisation de 2005 sont restées aussi faibles qu'en 2004. Les travaux d'entretien systématique des raffineries ont augmenté au cours de l'exercice et pesé à la fois sur les activités de raffinage et les charges et entamé les résultats d'environ 75 M\$. La hausse des résultats a été en partie annulée par la fermeté du dollar canadien, qui a retranché environ 85 M\$, par l'augmentation des coûts d'énergie, qui a retranché environ 65 M\$, et par les frais de relocalisation du siège social, qui ont retranché environ 35 M\$.

La performance opérationnelle des quatre raffineries a été solide au quatrième trimestre et durant tout l'exercice. La production des raffineries s'est accrue, l'utilisation de la capacité de raffinage ayant été en moyenne de 95 % au quatrième trimestre. Pour l'exercice 2005 elle a été de 93 %, ce qui égale le niveau de performance record établi en 2004.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Produits chimiques

Le bénéfice net tiré des produits chimiques au quatrième trimestre s'est établi à 32 M\$, soit 1 M\$ de plus qu'au quatrième trimestre de l'exercice précédent. L'élargissement des marges sectorielles sur le polyéthylène et les produits intermédiaires a été effacé pour l'essentiel par le recul des ventes de polyéthylène, par suite principalement d'une baisse généralisée de la demande. Pour l'ensemble de l'exercice, le bénéfice net s'est dégagé à 121 M\$ contre 109 M\$ en 2004. L'élargissement des marges sectorielles a été en partie annulé par la baisse de la demande de produits du polyéthylène dans l'ensemble du secteur.

Comptes non sectoriels

Les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde positif de 50 M\$ au quatrième trimestre, contre un solde négatif de 70 M\$ en 2004. Les résultats nets du quatrième trimestre de 2005 comprennent un ajustement favorable de 42 M\$ au titre des charges de rémunération à base d'actions qui avaient été comptabilisées à partir du cours de l'action de la compagnie. Les résultats du quatrième trimestre de 2004 comprenaient une charge de 33 M\$ au titre des charges de rémunération à base d'actions et s'étaient aussi vu imputer une dépréciation de 42 M\$ d'un bien situé dans le nord de Toronto. Le résultat net de l'exercice a affiché un solde négatif de 223 M\$ contre un solde négatif de 130 M\$ l'exercice précédent. La régression enregistrée pour l'ensemble de l'exercice s'explique avant tout par des charges de rémunération à base d'actions de 143 M\$ à la hausse par suite surtout de la montée de l'action de la compagnie par rapport à l'exercice précédent, hausse en partie annulée par une dépréciation de 42 M\$ d'un bien situé dans le nord de Toronto qui avait été comptabilisée en 2004.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Au quatrième trimestre 2005, les flux de trésorerie des activités d'exploitation se sont élevés à 1 296 M\$ contre 1 115 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation des rentrées a été avant tout attribuable à la hausse du bénéfice net et au calendrier des paiements d'impôts sur les bénéficiaires, ce qui a été en partie annulé par le calendrier des dépenses portées au solde des comptes créditeurs. La baisse de 171 M\$ du bénéfice net au quatrième trimestre de 2005 a fait suite à un gain à la vente d'actifs, qui est un poste non récurrent. L'argent touché de la vente d'actifs a été inscrit dans les flux de trésorerie des activités d'investissement.

En 2005, les flux de trésorerie des activités d'exploitation se sont élevés à 3 451 M\$ contre 3 312 M\$ au cours de l'exercice 2004. L'augmentation des rentrées s'explique avant tout par la hausse du bénéfice net et l'incidence de la montée du prix des marchandises sur le fonds de roulement, ce qui a été en partie annulé par la hausse des cotisations pour financer le régime de retraite des employés et par le calendrier des paiements d'impôts sur les bénéficiaires. La baisse de 233 M\$ du résultat net enregistré en 2005 fait suite à un gain sur la vente d'actifs, qui est un élément non récurrent.

Au quatrième trimestre, les dépenses en immobilisations et d'exploration ont atteint 402 M\$ contre 418 M\$ pour le trimestre correspondant de 2004, et 1 475 M\$ en 2005 contre 1 445 M\$ l'exercice précédent. Dans le secteur des ressources, ces dépenses ont été concentrées à Syncrude et à Cold Lake pour maintenir et accroître la capacité de production. Dans le secteur des produits pétroliers, des dépenses en immobilisations ont été engagées principalement dans des projets visant à réduire la teneur en soufre du carburant diesel, à accroître l'efficacité opérationnelle et à moderniser le réseau des points de vente Esso.

Au cours du dernier trimestre, l'emprunt de 318 M\$ à taux variable en dollars canadiens que la compagnie a contracté auprès d'Exxon Overseas Corporation et qui vient à échéance en 2006 a été prolongé jusqu'en 2008.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

RAPPORT DE GESTION (suite)

Au cours de l'exercice 2005, la compagnie a racheté plus de 17,5 millions d'actions pour 1 795 M\$. Dans le cadre du programme en cours de rachat d'actions, lancé le 23 juin 2005, la compagnie a racheté environ 9,1 millions d'actions et peut en racheter 8,0 millions d'ici au 22 juin 2006, qui est la date d'expiration du programme.

Des dividendes en espèces de 317 M\$ ont été versés en 2005, tout comme en 2004.

L'augmentation des dividendes versés par action depuis le troisième trimestre de 2005 a compensé la baisse du nombre d'actions en circulation par suite du rachat d'actions.

Les facteurs précités ont entraîné une hausse du solde de l'encaisse et des titres négociables qui, au 31 décembre 2005, s'établissait à 1 661 M\$ contre 1 279 M\$ à la fin de 2004.

NORMES COMPTABLES RÉCEMMENT PUBLIÉES

Paiements à base d'actions

En décembre 2004, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié une version révisée du *Statement of Financial Accounting Standards No. 123* (le « SFAS 123 révisé »), intitulé *Share-based Payment*, qui exige que les charges de rémunération liées au paiement à base d'actions soient constatées dans l'état des résultats sur la période des états de service en question. Le montant de la charge de rémunération sera mesuré à partir de la juste valeur des instruments émis à la date de leur attribution. En outre, la mesure des attributions fondées sur le coût du passif sera révisée à chaque période de déclaration jusqu'à leur règlement. En ce qui concerne la compagnie, le SFAS 123 révisé prendra effet le 1^{er} janvier 2006 pour les attributions effectuées ou modifiées après cette date et pour les attributions effectuées avant cette date qui n'ont pas été acquises. En 2003, la compagnie a adopté une politique de passation en charges des paiements à base d'actions conforme aux dispositions du SFAS 123 révisé. Toutes les options d'achat d'actions attribuées lors d'exercices précédents qui étaient en circulation ont été acquises.

La charge de rémunération cumulative liée aux options d'achat d'actions attribuées en 2002, 2003 et 2004 a été constatée dans l'état des résultats consolidés selon la « stratégie de la période d'acquisition théorique ». La charge au titre des options attribuées aux employés qui ont pris leur retraite avant la fin de la période d'acquisition a été passée en charges. L'application d'une « stratégie non corroborative de la période d'acquisition » correspondant à un amortissement fondé sur l'âge d'admissibilité à la retraite ne serait pas sensiblement différente de la stratégie de la période d'acquisition théorique. La stratégie non corroborative de la période d'acquisition s'appliquera aux attributions effectuées après l'adoption du SFAS 123 révisé le 1^{er} janvier 2006.

Comptabilisation des achats et des ventes de marchandises auprès de la même contrepartie

À sa réunion de septembre 2005, l'Emerging Issues Task Force (EITF) est arrivé à un consensus à propos du bulletin 04-13, « Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty ». Ce bulletin traite de la question de savoir quand il convient de mesurer les achats et les ventes de marchandises à la juste valeur et de les comptabiliser dans le coût des marchandises comme un échange mesuré à la valeur comptable de l'élément vendu. L'EITF en est venu à la conclusion que les achats et les ventes de marchandises auprès de la même contrepartie qui sont conclus en faveur de l'une et l'autre partie doivent être combinés et comptabilisés comme des échanges mesurés à la valeur comptable de l'élément vendu.

La compagnie comptabilise actuellement certains achats et certaines ventes de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et chimiques conclus simultanément auprès de la même contrepartie au titre du coût des marchandises vendues et des produits, mesurés à la juste valeur convenue entre l'acheteur consentant et le vendeur consentant. Ces opérations sont conclues en vertu d'ententes

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

RAPPORT DE GESTION (suite)

contractuelles qui fixent les modalités de la convention soit conjointement dans un seul contrat, soit séparément dans des contrats distincts. Ce traitement comptable est conforme à la pratique qui a cours depuis longtemps dans l'industrie (bien que la compagnie sache que certaines entreprises du secteur du pétrole et du gaz peuvent comptabiliser ces opérations comme des échanges non monétaires). Le consensus atteint par l'EITF fera en sorte que, dans les comptes de la compagnie, les montants déclarés dans les « produits d'exploitation » et les « achats de pétrole brut et de produits » de l'état consolidé des résultats diminueront des montants en question sans effet sur le bénéfice net. Tous les secteurs d'exploitation seront touchés par cette modification, mais les effets les plus importants se feront sentir sur le secteur des produits pétroliers. Le consensus atteint par l'EITF prendra effet pour les nouvelles ententes ainsi que pour les modifications ou les reconductions d'ententes existantes, au plus tard au deuxième trimestre 2006. Les montants des achats et des ventes inclus dans les produits de 2005, de 2004 et de 2003 sont inscrits ci-dessous, de même que les « produits d'exploitation » pour mettre ces chiffres en perspective.

en millions de dollars	2005	2004	2003
Produits d'exploitation	27 797	22 408	19 094
Montants compris dans les produits d'exploitation au titre des contrats d'achat et de vente conclus auprès de la même contrepartie a)	4 894	3 584	2 851
Pourcentage des produits d'exploitation	18 %	16 %	15 %

a) Les frais connexes sont inclus dans les « Achats de pétrole brut et de produits ».

Ce rapport peut contenir des renseignements de nature prospective. Les résultats réels pourraient différer sensiblement par suite de l'état du marché, des modifications apportées aux lois et aux politiques gouvernementales, de changements touchant les conditions et les charges d'exploitation, les calendriers des projets, le rendement de l'exploitation, l'offre et la demande de pétrole et de gaz, la négociation d'ententes commerciales et d'autres facteurs d'ordre économique et technique.

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS

(selon les PCGR des États-Unis, sans vérification)

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
PRODUITS				
Produits d'exploitation a) b)	7 464	6 142	27 797	22 408
Revenus de placements et d'autres sources 4)	279	(29)	417	52
TOTAL DES PRODUITS	7 743	6 113	28 214	22 460
CHARGES				
Exploration	6	7	43	59
Achats de pétrole brut et de produits b)	4 423	3 682	17 168	13 094
Production et fabrication 5)	921	728	3 327	2 820
Frais de vente et frais généraux 5) 6)	299	345	1 577	1 281
Taxe d'accise fédérale a)	312	318	1 278	1 264
Amortissement et épuisement	223	252	895	908
Frais de financement 7)	-	1	8	7
TOTAL DES CHARGES	6 184	5 333	24 296	19 433
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	1 559	780	3 918	3 027
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	543	242	1 318	975
BÉNÉFICE NET 3)	1 016	538	2 600	2 052
BÉNÉFICE NET DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 10)	3,01	1,53	7,62	5,75
BÉNÉFICE NET DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 10)	3,00	1,53	7,59	5,74
DIVIDENDES PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars)	0,24	0,22	0,94	0,88
a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	312	318	1 278	1 264
b) Montant compris dans les produits d'exploitation au titre des contrats d'achat ou de vente auprès de la même contrepartie (les frais connexes sont compris dans le poste « achats de pétrole brut et de produits »)	1 388	1 060	4 894	3 584

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés dans les états financiers de manière à se conformer à la présentation de l'exercice courant.

ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

(selon les PCGR des États-Unis, sans vérification)

rentrées (sorties)

en millions de dollars canadiens

	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net	1 016	538	2 600	2 052
Ajustement au titre d'éléments hors caisse :				
Amortissement et épuisement	223	252	895	908
(Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts 4)	(171)	(3)	(233)	(32)
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	197	119	(116)	(90)
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes débiteurs	37	(3)	(414)	(311)
Stocks et frais payés d'avance	324	185	(67)	(32)
Impôts sur les bénéfices à payer	78	30	304	462
Comptes créditeurs	(383)	25	644	308
Autres postes - montant net a)	(25)	(28)	(162)	47
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	1 296	1 115	3 451	3 312
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles	(396)	(411)	(1 432)	(1 376)
Produit de la vente d'actifs	326	8	440	102
Prêts à une société par actions	-	-	-	(32)
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT	(70)	(403)	(992)	(1 306)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Dette à court terme - montant net	-	-	18	9
Remboursement de la dette à long terme	-	-	(21)	(8)
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du régime d'options sur actions	9	5	38	13
Actions ordinaires achetées 10)	(428)	(292)	(1 795)	(872)
Dividendes versés	(81)	(79)	(317)	(317)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT	(500)	(366)	(2 077)	(1 175)
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE	726	346	382	831
ENCAISSE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	935	933	1 279	448
ENCAISSE À LA FIN DE LA PÉRIODE	1 661	1 279	1 661	1 279
a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(4)	(53)	(350)	(114)

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés dans les états financiers de manière à se conformer à la présentation de l'exercice courant.

BILAN CONSOLIDÉ

(selon les PCGR des États-Unis, sans vérification)

	Au 31 déc. 2005	Au 31 déc. 2004
en millions de dollars canadiens		
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	1 661	1 279
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	2 040	1 626
Stocks de pétrole brut et de produits	481	432
Matières, fournitures et frais payés d'avance	130	112
Actif d'impôts futurs	654	448
Total de l'actif à court terme	<u>4 966</u>	<u>3 897</u>
Placements, participations et autres actifs à long terme	127	130
Immobilisations corporelles, déduction faite des amortissements cumulés et de l'épuisement	21 526	20 503
Immobilisations corporelles - montant net	<u>11 394</u>	<u>10 856</u>
Écart d'acquisition	204	204
Autres actifs incorporels - montant net	153	149
TOTAL DE L'ACTIF	<u>15 582</u>	<u>14 027</u>
PASSIF		
Passif à court terme		
Dettes à court terme	99	81
Comptes créditeurs et charges à payer 6)	3 170	2 525
Impôts sur les bénéfices à payer	1 399	1 057
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme 8)	477	995
Total du passif à court terme	<u>5 145</u>	<u>4 658</u>
Dettes à long terme 8)	863	367
Autres obligations à long terme 9)	1 728	1 525
Passif d'impôts futurs	1 213	1 155
TOTAL DU PASSIF	<u>8 949</u>	<u>7 705</u>
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires à la valeur attribuée 10)	1 747	1 801
Bénéfices non répartis 11)	5 466	4 889
Autres variations cumulatives des capitaux propres non liées aux propriétaires 12)	(580)	(368)
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	<u>6 633</u>	<u>6 322</u>
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	<u>15 582</u>	<u>14 027</u>

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés dans les états financiers de manière à se conformer à la présentation de l'exercice courant.

Approuvé par le Conseil le 2 février 2006

Le président du Conseil, président et
chef de la direction,



Le contrôleur et
vice-président principal,
Finances et administration,



NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (sans vérification)**1. Base de la présentation des états financiers**

Depuis le quatrième trimestre 2004, la compagnie dresse ses états financiers en conformité avec les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis d'Amérique. Avant le quatrième trimestre 2004, les états financiers de la compagnie étaient dressés en conformité avec les PCGR du Canada et déposés à nouveau selon les PCGR des États-Unis en conformité avec les exigences réglementaires du Canada. Un rapprochement des différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis d'Amérique qui s'appliquent à la compagnie est fait dans la note 2. Sauf indication contraire, les montants sont en dollars canadiens.

Les présents états financiers consolidés non vérifiés observent les mêmes conventions comptables et méthodes de calcul que celles des derniers états financiers consolidés annuels et devraient se lire en parallèle avec ceux-ci. De l'avis de la direction, l'information fournie dans les présentes reflète les régularisations et les ajustements nécessaires pour obtenir une présentation fidèle de la situation financière de la compagnie au 31 décembre 2005 et au 31 décembre 2004, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des douze mois terminés les 31 décembre 2005 et 2004. Ces ajustements sont de nature récurrente. Les activités d'exploration et de production de la compagnie sont comptabilisées selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

2. Différences entre les principes comptables généralement reconnus des États-Unis et ceux du Canada

Le rapprochement des postes de l'état consolidé des résultats, de l'état consolidé des flux de trésorerie et du bilan consolidé est présenté ci-dessous :

États consolidé des résultats en millions de dollars	Selon les PCGR du Canada	Hausse (baisse) due à		Selon les PCGR des États-Unis
		a)	b)	
(Quatrième trimestre 2005)				
Amortissement et épuisement	222	1	-	223
Frais de financement	14	(14)	-	-
Impôts sur les bénéfices	537	6	-	543
Bénéfice net	1 009	7	-	1 016
(Douze mois terminés le 31 décembre 2005)				
Amortissement et épuisement	893	2	-	895
Frais de financement	49	(41)	-	8
Impôts sur les bénéfices	1 302	16	-	1 318
Bénéfice net	2 577	23	-	2 600
(Quatrième trimestre 2004)				
Amortissement et épuisement	251	1	-	252
Frais de financement	12	(11)	-	1
Impôts sur les bénéfices	239	3	-	242
Bénéfice net	531	7	-	538
(Douze mois terminés le 31 décembre 2004)				
Amortissement et épuisement	903	5	-	908
Frais de financement	41	(34)	-	7
Impôts sur les bénéfices	965	10	-	975
Bénéfice net	2 033	19	-	2 052

État consolidé des flux de trésorerie en millions de dollars	Selon les PCGR du Canada	Hausse (baisse) due à		Selon les PCGR des États-Unis
		a)	b)	
(Quatrième trimestre 2005)				
Bénéfice net	1 009	7	-	1 016
Amortissement et épuisement	222	1	-	223
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	191	6	-	197
Flux de trésorerie d'exploitation	1 283	13	-	1 296
Ajouts aux immobilisations corporelles	(383)	(13)	-	(396)
Flux de trésorerie d'investissement	(57)	(13)	-	(70)
(Douze mois terminés le 31 décembre 2005)				
Bénéfice net	2 577	23	-	2 600
Amortissement et épuisement	893	2	-	895
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	(132)	16	-	(116)
Flux de trésorerie d'exploitation	3 410	41	-	3 451
Ajouts aux immobilisations corporelles	(1 391)	(41)	-	(1 432)
Flux de trésorerie d'investissement	(951)	(41)	-	(992)
(Quatrième trimestre 2004)				
Bénéfice net	531	7	-	538
Amortissement et épuisement	251	1	-	252
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	116	3	-	119
Flux de trésorerie d'exploitation	1 104	11	-	1 115
Ajouts aux immobilisations corporelles	(400)	(11)	-	(411)
Flux de trésorerie d'investissement	(392)	(11)	-	(403)
(Douze mois terminés le 31 décembre 2004)				
Bénéfice net	2 033	19	-	2 052
Amortissement et épuisement	903	5	-	908
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	(100)	10	-	(90)
Flux de trésorerie d'exploitation	3 278	34	-	3 312
Ajouts aux immobilisations corporelles	(1 342)	(34)	-	(1 376)
Flux de trésorerie d'investissement	(1 272)	(34)	-	(1 306)

Bilan consolidé en millions de dollars	Selon les PCGR du Canada	Hausse (baisse) due à		Selon les PCGR des États-Unis
		a)	b)	
(Au 31 décembre 2005)				
Placements, participations et autres actifs à long terme	492	-	(365)	127
Immobilisations corporelles, montant net	10 016	116	-	10 132
Autres immobilisations incorporelles - montant net	60	-	93	153
Total de l'actif	15 738	116	(273)	15 582
Autres obligations à long terme	1 124	-	604	1 728
Passif d'impôts futurs	1 468	41	(296)	1 213
Bénéfices non répartis	5 391	75	-	5 466
Variations cumulatives des capitaux propres non liées aux propriétaires	-	-	(580)	(580)
Total du passif et des capitaux propres	15 738	116	(272)	15 582
(Au 31 décembre 2004)				
Placements, participations et autres actifs à long terme	270	-	(140)	130
Immobilisations corporelles - montant net	9 569	78	-	9 647
Autres immobilisations incorporelles - montant net	52	-	97	149
Total de l'actif	13 992	78	(43)	14 027
Autres obligations à long terme	1 010	-	515	1 525
Passif d'impôts futurs	1 319	26	(190)	1 155
Bénéfices non répartis	4 837	52	-	4 889
Variations cumulatives des capitaux propres non liées aux propriétaires	-	-	(368)	(368)
Total du passif et des capitaux propres	13 992	78	(43)	14 027

a) Selon les PCGR des États-Unis, les intérêts débiteurs liés aux grands projets d'immobilisations en construction doivent être capitalisés dans les immobilisations corporelles. Selon les PCGR du Canada, la compagnie n'a pas capitalisé les intérêts débiteurs de ces projets.

b) Selon les PCGR des États-Unis, l'obligation au titre d'une prestation constituée correspond à la valeur actuarielle actualisée de la prestation au titre des services rendus par l'employé jusqu'à la fin de l'année et est basée sur les niveaux de rémunération actuels. Comme le montant au titre de cette obligation, déduction faite la juste valeur de l'actif du régime, était supérieur à l'obligation constatée dans le bilan consolidé, une obligation supplémentaire minimale découlant du régime de retraite a dû être comptabilisée. Cette obligation minimale ne modifie pas le bénéfice net et comme c'était un ajustement hors caisse, son incidence a été exclue de l'état consolidé des flux de trésorerie afférent. Aucun ajustement du genre n'est exigé selon les PCGR du Canada.

3. RÉSULTATS PAR SECTEUR

Quatrième trimestre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
PRODUITS						
Ventes externes a)	1 353	1 043	5 780	4 784	331	315
Ventes intersectorielles	957	759	606	501	110	79
Revenus de placements et d'autres sources	251	4	19	12	-	-
	2 561	1 806	6 405	5 297	441	394
CHARGES						
Exploration b)	6	7	-	-	-	-
Achats	770	638	5 009	4 105	317	278
Production et fabrication c)	565	409	306	276	50	43
Frais de vente et frais généraux c)	30	4	314	271	22	21
Taxe d'accise fédérale	-	-	312	318	-	-
Amortissement et épuisement	163	165	56	82	3	4
Frais de financement	-	1	-	-	-	-
TOTAL DES CHARGES	1 534	1 224	5 997	5 052	392	346
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	1 027	582	408	245	49	48
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	356	183	145	67	17	17
BÉNÉFICE NET	671	399	263	178	32	31
Ventes à l'exportation aux États-Unis	492	383	224	340	198	171
Flux de trésorerie d'exploitation	824	745	520	380	17	16
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	233	303	148	100	7	4
Quatrième trimestre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
PRODUITS						
Ventes externes a)	-	-	-	-	7 464	6 142
Ventes intersectorielles	-	-	(1 673)	(1 339)	-	-
Revenus de placements et d'autres sources	9	(45)	-	-	279	(29)
	9	(45)	(1 673)	(1 339)	7 743	6 113
CHARGES						
Exploration b)	-	-	-	-	6	7
Achats	-	-	(1 673)	(1 339)	4 423	3 682
Production et fabrication c)	-	-	-	-	921	728
Frais de vente et frais généraux c)	(67)	49	-	-	299	345
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	312	318
Amortissement et épuisement	1	1	-	-	223	252
Frais de financement	-	-	-	-	-	1
TOTAL DES CHARGES	(66)	50	(1 673)	(1 339)	6 184	5 333
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	75	(95)	-	-	1 559	780
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	25	(25)	-	-	543	242
BÉNÉFICE NET	50	(70)	-	-	1 016	538
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	914	894
Flux de trésorerie d'exploitation	(65)	(26)	-	-	1 296	1 115
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	14	11	-	-	402	418

- a) Comprend les ventes de brut des Produits pétroliers visant à optimiser les opérations de raffinage.
- b) Les dépenses en immobilisations et d'exploration comprennent les frais d'exploration, les ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles et les ajouts aux contrats de location-acquisition.
- c) Depuis le troisième trimestre 2005, les charges au titre des régimes d'intéressement auparavant réparties entre les secteurs d'exploitation sont désormais déclarées dans les comptes non sectoriels. Ce changement a pour effet d'isoler la totalité des charges au titre des régimes d'intéressement et d'accroître la transparence des activités des différents secteurs d'exploitation. Ce changement est sans effet sur le total des charges consolidées, sur le bénéfice net et sur le profil des flux de trésorerie de la compagnie. Les résultats sectoriels du quatrième trimestre 2004 ont été reclassés à des fins de comparaison.

Douze mois terminés le 31 décembre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
PRODUITS						
Ventes externes a)	4 702	3 689	21 793	17 503	1 302	1 216
Ventes intersectorielles	3 487	2 891	2 224	1 666	363	293
Revenus de placements et d'autres sources	331	45	60	42	-	-
	8 520	6 625	24 077	19 211	1 665	1 509
CHARGES						
Exploration b)	43	59	-	-	-	-
Achats	2 837	2 110	19 212	14 769	1 191	1 064
Production et fabrication c)	1 931	1 581	1 203	1 064	195	176
Frais de vente et frais généraux c)	36	9	1 096	1 043	81	88
Taxe d'accise fédérale	-	-	1 278	1 264	-	-
Amortissement et épuisement	651	633	230	257	12	13
Frais de financement	-	1	2	2	-	-
TOTAL DES CHARGES	5 498	4 393	23 021	18 399	1 479	1 341
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	3 022	2 232	1 056	812	186	168
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	1 014	715	362	256	65	59
BÉNÉFICE NET	2 008	1 517	694	556	121	109
Ventes à l'exportation aux États-Unis	1 633	1 360	856	1 074	750	678
Flux de trésorerie d'exploitation	2 440	2 331	799	908	94	126
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	937	1 113	478	283	19	15
Total de l'actif au 31 décembre	7 347	6 866	6 287	5 555	504	497
Capital utilisé au 31 décembre	3 778	3 870	2 642	2 524	223	225

Douze mois terminés le 31 décembre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
PRODUITS						
Ventes externes a)	-	-	-	-	27 797	22 408
Ventes intersectorielles	-	-	(6 074)	(4 850)	-	-
Revenus de placements et d'autres sources	26	(35)	-	-	417	52
	26	(35)	(6 074)	(4 850)	28 214	22 460
CHARGES						
Exploration b)	-	-	-	-	43	59
Achats	-	-	(6 072)	(4 849)	17 168	13 094
Production et fabrication c)	-	-	(2)	(1)	3 327	2 820
Frais de vente et frais généraux c)	364	141	-	-	1 577	1 281
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	1 278	1 264
Amortissement et épuisement	2	5	-	-	895	908
Frais de financement	6	4	-	-	8	7
TOTAL DES CHARGES	372	150	(6 074)	(4 850)	24 296	19 433
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(346)	(185)	-	-	3 918	3 027
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(123)	(55)	-	-	1 318	975
BÉNÉFICE NET	(223)	(130)	-	-	2 600	2 052
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	3 239	3 112
Flux de trésorerie d'exploitation	118	(53)	-	-	3 451	3 312
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	41	34	-	-	1 475	1 445
Total de l'actif au 31 décembre	1 867	1 407	(423)	(298)	15 582	14 027
Capital utilisé au 31 décembre	1 488	1 202	-	-	8 131	7 821

- a) Comprend les ventes de brut des Produits pétroliers visant à optimiser les opérations de raffinage.
- b) Les dépenses en immobilisations et d'exploration comprennent les frais d'exploration, les ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles et les ajouts aux contrats de location-acquisition.
- c) Depuis le troisième trimestre 2005, les charges au titre des régimes d'intéressement auparavant réparties entre les secteurs d'exploitation sont désormais déclarées dans les comptes non sectoriels. Ce changement a pour effet d'isoler la totalité des charges au titre des régimes d'intéressement et d'accroître la transparence des activités des différents secteurs d'exploitation. Ce changement est sans effet sur le total des charges consolidées, sur le bénéfice net et sur le profil des flux de trésorerie de la compagnie. Les résultats sectoriels des douze mois terminés le 31 décembre 2004 et des premier et deuxième trimestres 2005 ont été reclassés à des fins de comparaison.

4. Revenus de placements et d'autres sources

Les revenus de placements et d'autres sources comprennent les gains et les pertes à la vente d'actifs suivants :

en millions de dollars	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Produit de la vente d'actifs	326	8	440	102
Valeur comptable des actifs vendus	67	5	96	59
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts a)	259	3	344	43
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts a)	171	3	233	32

- a) Les résultats du quatrième trimestre 2005 comprenaient un gain de 251 M\$ (163 M\$ après impôts) réalisé à la vente du gisement en propre Redwater de la compagnie et de sa participation dans le gisement North Pembina.

5. Avantages à la retraite

Les composantes de la charge nette au titre des prestations comprises dans le total des charges, dans l'état consolidé des résultats, se détaillent de la façon suivante :

en millions de dollars	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Prestations de retraite :				
Coût des services rendus de la période	21	18	86	76
Intérêts débiteurs	59	60	239	237
Rendement prévu de l'actif des régimes	(65)	(55)	(257)	(223)
Amortissement du coût des services passés	7	6	25	27
Perte actuarielle constatée	20	17	83	68
Coût net des prestations	42	46	176	185
Autres avantages à la retraite :				
Coût des services rendus de la période	1	1	7	6
Intérêts débiteurs	6	6	24	24
Perte actuarielle constatée	3	1	7	4
Coût net des prestations	10	8	38	34

6. Relocalisation du siège social

Le transfert du siège social de la compagnie de Toronto (Ontario) à Calgary (Alberta) annoncé en septembre 2004 s'est fait comme prévu en août 2005.

Les charges relatives à la relocalisation du siège social devaient s'élever à environ 77 M\$ (52 M\$ après impôts), 85 % de ces charges ayant été constatées en 2005, au moment du paiement des frais de déménagement et d'indemnisation des employés qui ont décidé de ne pas déménager. Ces charges sont comprises dans les « frais de vente et frais généraux » de l'état consolidé des résultats.

La variation du passif lié à la relocalisation du siège social s'établit de la façon suivante :

en millions de dollars	Au	Au
	31 déc. 2005	31 déc. 2004
À l'ouverture le 1er janvier	-	-
Ajouts	65	-
Règlement	(48)	-
À la clôture	17	-

Tous les secteurs d'exploitation sont touchés par cette activité, mais surtout celui des produits pétroliers.

7. Frais de financement

en millions de dollars	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Intérêts sur la dette	13	11	45	37
Intérêts capitalisés	(14)	(11)	(41)	(34)
Intérêts débiteurs nets	(1)	-	4	3
Autres intérêts	1	1	4	4
Total des frais de financement	-	1	8	7

8. Dette à long terme

Émission	Date d'échéance	Taux d'intérêt	En millions de dollars	
			Au 31 déc. 2005	Au 31 déc. 2004
2003	250 M\$ échéant le 26 mai 2007 et 250 M\$ échéant le 26 août 2007	variable	500	-
2003	19 janvier 2008 a)	variable	318	318
Dette à long terme			818	318
Contrats de location-acquisition			45	49
Total de la dette à long terme b)			863	367

a) L'échéance de l'emprunt à long terme à taux variable de 318 M\$ contracté auprès d'Exxon Overseas Corporation a été reportée à la date inscrite ci-dessus.

b) Ces montants ne comprennent pas la tranche de la dette à long terme de 477 M\$ (995 M\$ au 31 décembre 2004) échéant à moins d'un an, portée au passif à court terme.

9. Autres obligations à long terme

en millions de dollars	En millions de dollars	
	Au 31 déc. 2005	Au 31 déc. 2004
Avantages à la retraite a)	1 152	1 052
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b)	423	380
Autres obligations	153	93
Total des autres obligations à long terme	1 728	1 525

a) Le total des avantages à la retraite comptabilisés comprend aussi une somme de 47 M\$ dans le passif à court terme (48 M\$ au 31 décembre 2004).

b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux comprennent aussi une somme de 76 M\$ dans le passif à court terme (76 M\$ au 31 décembre 2004).

10. Actions ordinaires

en milliers d'actions	En millions de dollars	
	Au 31 déc. 2005	Au 31 déc. 2004
Actions autorisées	450 000	450 000
Actions ordinaires en circulation	332 625	349 320

De 1995 à 2004, la compagnie a racheté des actions dans le cadre normal de ses activités, en vertu de dix programmes de rachat d'actions d'une durée de douze mois chacun et d'une offre d'achat par adjudication. Le 23 juin 2005, un autre programme d'une durée de douze mois a été lancé dans le cadre normal des activités qui autorise la compagnie à racheter 17,1 millions de ses actions (5 % des actions ordinaires qui étaient en circulation le 21 juin 2005), moins les actions qui seront achetées pour le régime d'épargne des employés et la caisse de retraite de la compagnie. Le résultat de ces opérations est présenté ci-dessous :

Exercice	En millions	
	d'actions	de dollars
1995 - 2003	218,9	5 968
2004 - quatrième trimestre	4,1	292
- exercice complet	13,6	872
2005 - quatrième trimestre	3,8	428
- exercice complet	17,5	1 795
Achats cumulatifs à ce jour	250,0	8 635

Exxon Mobil Corporation a pris part à ces programmes de manière à conserver sa participation de 69,6 % dans l'Impériale.

Le tableau ci-dessous présente le calcul du bénéfice net par action ordinaire :

	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net de base par action ordinaire				
Bénéfice net (en millions de dollars)	1 016	538	2 600	2 052
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	334,6	351,5	341,4	356,8
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	3,01	1,53	7,62	5,75
Bénéfice net dilué par action ordinaire				
Bénéfice net (en millions de dollars)	1 016	538	2 600	2 052
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	334,6	351,5	341,4	356,8
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	1,4	1,0	1,4	0,8
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation après dilution (en millions d'actions)	336,0	352,5	342,8	357,6
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	3,00	1,53	7,59	5,74

Si les dispositions pour comptabiliser le coût des options sur actions attribuées aux employés du Financial Accounting Standard No. 123 « Accounting for Stock-Based Compensation » avaient été adoptées avant le 1er janvier 2003, leur incidence sur la charge de rémunération, le bénéfice net et le bénéfice net par action des périodes de 2004 aurait été négligeable. Les charges au titre des options sur actions octroyées aux employés auraient été constatées dans le bénéfice net en date du 31 décembre 2004.

11. Bénéfices non répartis

en millions de dollars	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfices non répartis au début de la période	4 938	4 699	4 889	3 952
Bénéfice net de la période	1 016	538	2 600	2 052
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(408)	(270)	(1 703)	(801)
Dividendes	(80)	(78)	(320)	(314)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	5 466	4 889	5 466	4 889

12. Variations des capitaux propres non liées aux propriétaires

en millions de dollars	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net	1 016	538	2 600	2 052
Autres variations des capitaux propres non liées aux propriétaires a)	(212)	(102)	(212)	(102)
Total des variations des capitaux propres non liées aux propriétaires	804	436	2 388	1 950

a) Ajustement au titre de l'obligation minimale du régime de retraite.

DONNÉES D'EXPLOITATION

(sans vérification)

	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN				
(en milliers de barils par jour)				
Pétrole classique	37	41	38	43
Cold Lake	144	144	139	126
Syncrude	56	57	53	60
Total de la production de pétrole brut	237	242	230	229
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	30	32	31	33
Total de la production de pétrole brut et de LGN	267	274	261	262
PRODUCTION NETTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN				
(en milliers de barils par jour)				
Pétrole classique	28	32	29	33
Cold Lake	137	128	124	112
Syncrude	56	56	53	59
Total de la production de pétrole brut	221	216	206	204
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	24	26	25	26
Total de la production de pétrole brut et de LGN	245	242	231	230
VENTES DU MÉLANGE DE COLD LAKE				
(en milliers de barils par jour)				
	189	190	183	167
VENTES DE LGN (en milliers de barils par jour)				
	48	51	39	42
GAZ NATUREL (en millions de pieds cubes par jour)				
Production brute	579	578	580	569
Production nette	507	524	514	518
Ventes	543	536	536	520
PRIX DE VENTE MOYENS (en dollars canadiens)				
Pétrole brut classique (par baril)	66,04	53,22	64,48	48,96
LGN (par baril)	48,69	38,01	40,00	33,78
Gaz naturel (pour un millier de pieds cubes)	12,35	7,12	9,00	6,78
Pétrole brut de référence d'Edmonton (par baril)	72,21	58,19	69,86	53,26
Pétrole brut lourd à Hardisty (Bow River, par baril)	43,62	36,42	45,62	37,98
VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS (en millions de litres par jour)				
Essence	33,9	33,5	33,4	33,2
Mazout domestique, carburant diesel et carburacteur	27,0	28,3	26,9	27,3
Mazout lourd	6,8	6,4	6,0	5,9
Huiles lubrifiantes et autres produits	7,9	7,3	7,6	7,0
Ventes nettes de produits pétroliers	75,6	75,5	73,9	73,4
Ventes en vertu de conventions d'achat et de vente	16,1	15,6	15,2	14,2
Total des ventes de produits pétroliers	91,7	91,1	89,1	87,6
DÉBIT TOTAL DES RAFFINERIES (en millions de litres par jour)				
	76,2	74,7	74,1	74,3
UTILISATION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE (%)				
	95	94	93	93
VENTES DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES				
(en milliers de tonnes par jour)				
	2,7	3,3	3,0	3,3

DONNÉES SUR LES ACTIONNAIRES, LA NÉGOCIATION ET LE RENDEMENT				
(sans vérification)				
	Quatrième trimestre		Douze mois terminés le 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
RENDEMENT DU CAPITAL MOYEN UTILISÉ a)				
(en pourcentage)			32,6	27,7
RENDEMENT DE LA MOYENNE DES CAPITAUX PROPRES				
(en pourcentage)			40,2	34,6
COUVERTURE DE L'INTÉRÊT PAR LE BÉNÉFICE				
(nombre de fois couvert)			88,1	82,8
ACTIONNARIAT				
Actions en circulation (en milliers)				
Moyenne pondérée mensuellement	334 582	351 468	341 373	356 834
Au 31 décembre			332 625	349 320
Nombre d'actionnaires				
Au 31 décembre			14 096	14 953
COURS DE L'ACTION				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)				
Haut	136,18	73,65	137,37	73,65
Bas	96,85	65,28	67,51	56,42
À la clôture le 31 décembre			115,41	71,15
American Stock Exchange (en dollars américains)				
Haut	116,78	62,45	117,41	62,45
Bas	82,41	51,43	54,80	42,34
À la clôture le 31 décembre			99,60	59,38

a) Le rendement du capital utilisé correspond au bénéfice net, compte non tenu du coût de financement après impôts, divisé par le capital moyen utilisé au début et à la fin de l'exercice.