



Rapport trimestriel 3

NEUF MOIS TERMINÉS LE 30 SEPTEMBRE 2005

L'Impériale déclare un bénéfice record pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de l'année

Calgary, le 20 octobre 2005 – L'Impériale a déclaré aujourd'hui un bénéfice net pour le troisième trimestre de 2005 de 652 M\$ (1,91 \$ par action) contre 544 M\$ (1,53 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2004. Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2005 s'élève à 1 584 M\$ (4,59 \$ par action) contre 1 514 M\$ (4,21 \$ par action) pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice du troisième trimestre et celui des neuf premiers mois de l'année ont été les meilleurs enregistrés à ce jour.

La hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et le gaz naturel et des marges de raffinage a eu une incidence favorable sur les résultats du troisième trimestre. Ces résultats ont été en partie annulés par la faiblesse des marges de commercialisation des carburants et la contraction des marges sur les produits chimiques. La production de bitume à Cold Lake et celle de gaz naturel sont restées élevées et les ventes de produits pétroliers sont demeurées robustes malgré les importants travaux d'entretien qui avaient été prévus pour ce trimestre. Le recul de la production de pétrole classique et de celle de Syncrude est venu contrebalancer ces chiffres. L'appréciation du dollar canadien et la hausse des coûts d'énergie ont eu une incidence négative sur les résultats. Les charges de rémunération à base d'actions ainsi que les frais liés à la relocalisation du siège social ont aussi pesé sur les résultats.

Les produits d'exploitation du troisième trimestre se sont chiffrés à 7 711 M\$ et ceux des neuf premiers mois de 2005 à 20 471 M\$, contre 5 814 M\$ et 16 347 M\$ pour les mêmes périodes de l'exercice précédent. Les dépenses en immobilisations et d'exploration ont atteint 395 M\$ pour le premier trimestre et 1 073 M\$ pour les neuf premiers mois de 2005, contre 363 M\$ et 1 027 M\$ pour les périodes correspondantes de 2004. Au cours des neuf premiers mois de 2005, la compagnie a racheté plus de 13,7 millions d'actions pour 1 367 M\$. Au 30 septembre 2005, le solde de l'encaisse et des titres négociables s'établissait à 935 M\$ contre 1 279 M\$ à la fin de 2004.

Le président du Conseil, président et chef de la direction de l'Impériale, Tim Hearn, a fait le commentaire suivant : « Les résultats enregistrés par la compagnie dans les domaines sur lesquels elle peut agir comme la sécurité, la production et la vente de produits sont demeurés solides, malgré les importants travaux d'entretien systématique qui ont été exécutés ce trimestre. La compagnie a en outre piloté avec succès le transfert de son siège social à Calgary. »

L'Impériale est l'une des plus importantes entreprises du Canada et un acteur de premier plan de l'industrie pétrolière du pays depuis 125 ans. C'est l'un des grands producteurs canadiens de pétrole brut et de liquides du gaz naturel et un important producteur de gaz naturel. C'est aussi le principal fabricant et distributeur de produits pétroliers, vendus principalement sous la marque Esso, et un important fabricant de produits pétrochimiques.

Faits saillants

Demande déposée pour le projet Kearl complète du point de vue administratif

Le gouvernement de l'Alberta a fait savoir que la demande réglementaire déposée pour le projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl, au début de juillet auprès des organismes de réglementation, était complète du point de vue administratif et que le public a commencé à en être informé. Le gouvernement de l'Alberta évalue actuellement le volet technique de la demande. Pendant que les demandes déposées pour le projet suivent leur cours, l'Impériale consulte activement les collectivités locales sur le projet d'exploitation de bitume au nord-est de Fort McMurray, en Alberta. Si l'autorisation réglementaire est obtenue comme prévu, l'aménagement de la mine Kearl pourrait débuter en 2007 et la production à la fin de 2010.

Progrès dans le projet d'exploitation du gaz du Mackenzie

Les pourparlers à propos des conventions d'accès et de partage des retombées du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie se sont poursuivis avec cinq organismes autochtones. Les promoteurs du projet ont aussi poursuivi leurs échanges avec les gouvernements fédéral et territoriaux sur le cadre fiscal du projet. Des progrès sensibles ont été accomplis au cours du trimestre après que le gouvernement fédéral eut accordé un financement de 500 M\$ à des groupes autochtones régionaux des Territoires du Nord-Ouest pour s'occuper des questions socio-économiques sortant du mandat et du champ de responsabilité des promoteurs. En novembre, ceux-ci indiqueront à l'Office national de l'énergie et au comité mixte d'étude s'ils sont disposés à passer à l'étape des audiences publiques.

Deuxième campagne sismique lancée dans le bassin Orphan

L'Impériale, de concert avec ses partenaires ExxonMobil Canada, Shell Canada et Chevron Canada Resources, a mené une deuxième campagne de collecte de données sismiques tridimensionnelles sur le bassin Orphan, un important bassin pionnier inexploré au large de la côte est de Terre-Neuve. Un contrat de deux ans a aussi été signé avec Ocean Rig pour y faire des forages d'exploration qui doivent débuter en 2006. La compagnie possède une participation de 15 % dans huit licences d'exploration en eau profonde de ce bassin.

Relocalisation du siège social à Calgary terminée

À la fin d'août, la compagnie a transféré son siège social à Calgary comme prévu. Environ 400 employés de l'Impériale ont participé à l'opération. Le déménagement a pour effet de regrouper l'administration des secteurs aval et amont en un seul endroit et permet à l'Impériale de se concentrer sur les possibilités d'affaires qui s'offrent dans l'Ouest et le Nord du Canada.

Approvisionnement en énergie maintenu dans un contexte difficile

Ce trimestre, les ouragans ont frappé au cœur de la production, du raffinage et de la fourniture de pétrole et de gaz du sud des États-Unis. Malgré ces catastrophes naturelles, parmi les pires de mémoire d'homme, l'industrie pétrolière a réussi à maintenir l'approvisionnement en produits pétroliers. Au cours de cette période mouvementée que le marché nord-américain a connue, l'Impériale a su faire sa part pour répondre à la demande des clients, tout en versant 250 000 \$ à la Croix-Rouge pour soulager les sinistrés.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

FAITS SAILLANTS DE NATURE FINANCIÈRE (sans vérification)

	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis)				
Ressources naturelles	592	417	1 337	1 118
Produits pétroliers	171	111	431	378
Produits chimiques	12	33	89	78
Comptes non sectoriels	(123)	(17)	(273)	(60)
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	652	544	1 584	1 514
Flux de trésorerie d'exploitation	1 385	1 109	2 155	2 197
Dépenses en immobilisations et d'exploration	395	363	1 073	1 027
Données par action (en dollars)				
Bénéfice net de base	1,92	1,53	4,61	4,22
Bénéfice net dilué	1,91	1,53	4,59	4,21
Dividendes	0,24	0,22	0,70	0,66
Cours de clôture de l'action le 30 septembre				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)			134,01	65,48
American Stock Exchange (en dollars américains)			115,06	51,71

RAPPORT DE GESTION

Depuis le quatrième trimestre 2004, la compagnie 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 troisième trimestre s'est élevé à 652 M\$ (1,91 \$ par action) sur une base diluée, contre 544 M\$ (1,53 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2004. Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2005 s'est établi à 1 584 M\$ (4,59 \$ par action) sur une base diluée, contre 1 514 M\$ (4,21 \$ par action) pour les neuf premiers mois de 2004. Les résultats du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2005 sont les meilleurs enregistrés à ce jour.

La hausse des prix obtenus dans le secteur des ressources naturelles et l'élargissement des marges de raffinage, avantages en partie annulés par la contraction des marges sur les produits chimiques et le contexte défavorable aux carburants et aux marges de commercialisation, ont eu une incidence favorable d'environ 410 M\$ sur les résultats du troisième trimestre. La production de bitume à Cold Lake et de gaz naturel est demeurée élevée, mais a été contrebalancée par la baisse de la production de Syncrude et de celle de pétrole classique, dont l'effet combiné a été de

RAPPORT DE GESTION (suite)

retrancher environ 25 M\$ aux résultats. Les ventes de produits pétroliers sont restées robustes malgré les importants travaux d'entretien qui avaient été prévus pour ce trimestre. L'appréciation du dollar canadien et la hausse des coûts d'énergie ont retranché aux résultats environ 110 M\$ et 35 M\$, respectivement. Des charges de rémunération à base d'actions en hausse d'environ 110 M\$ et des frais de relocalisation du siège social de l'ordre de 15 M\$ sont aussi venus peser sur les résultats.

Au terme des neuf premiers mois, l'exploitation de la compagnie a affiché un rendement élevé. La hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et le gaz naturel et l'élargissement des marges de raffinage ont ajouté environ 800 M\$ aux résultats par rapport à la même période de 2004. Ces résultats ont aussi bénéficié d'une augmentation de la production de bitume et de gaz naturel à Cold Lake qui a ajouté environ 110 M\$. Ces facteurs ont été en partie annulés par une baisse de la production et une hausse des frais d'entretien à Syncrude, par la diminution naturelle du rendement des gisements de pétrole classique et de liquides du gaz naturel (LGN), par une hausse des coûts d'énergie et une appréciation du dollar canadien. La conjugaison de ces facteurs a retranché environ 580 M\$ aux résultats. En outre, les charges de rémunération à base d'actions ont augmenté d'environ 220 M\$ depuis un an et des frais liés à la relocalisation du siège social d'environ 35 M\$ ont été engagés en 2005.

Les produits d'exploitation du troisième trimestre se sont chiffrés à 7 711 M\$ et ceux des neuf premiers mois de 2005 à 20 471 M\$, contre 5 814 M\$ et 16 347 M\$ pour les mêmes périodes de l'exercice précédent.

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 de 2004 et des premier et deuxième trimestres de 2005 ont été reclassés pour des besoins de comparaison.

Ressources naturelles

Le bénéfice net tiré des ressources naturelles au troisième trimestre a atteint un sommet de 592 M\$, en hausse de 175 M\$ sur celui du troisième trimestre de 2004. Les résultats ont augmenté par suite principalement de la hausse des prix de vente du pétrole brut, du bitume de Cold Lake, du gaz naturel et des LGN qui ont ajouté environ 315 M\$. Ces hausses de prix ont été atténuées par l'incidence négative d'une appréciation du dollar canadien qui a retranché environ 85 M\$ et par une augmentation des coûts d'énergie d'environ 35 M\$. La production d'hydrocarbures a eu des effets mixtes sur les résultats, l'accroissement de la production de bitume de Cold Lake et de gaz naturel qui a ajouté environ 25 M\$ ayant amplement suffi à compenser la baisse de la production de Syncrude et de pétrole classique qui a retranché environ 50 M\$. Alors qu'un gain de 10 M\$ avait été réalisé à la cession d'une propriété productrice au troisième trimestre de 2004, la baisse des taux d'imposition réglementaires et les retombées du règlement de questions fiscales ont totalisé environ 25 M\$ ce trimestre.

Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2005, qui constitue également un sommet, s'est élevé à 1 337 M\$, en hausse de 219 M\$ sur celui de la période correspondante de l'an dernier. Cette hausse découle avant tout de l'augmentation des prix touchés principalement pour le pétrole brut et le gaz naturel, qui a ajouté environ 620 M\$, et de la production accrue de bitume de Cold Lake

RAPPORT DE GESTION (suite)

et de gaz naturel, qui a ajouté environ 110 M\$. Ces incidences favorables sur les résultats ont été en partie effacées par l'effet négatif de la montée du dollar canadien qui a retranché environ 205 M\$, par la baisse de la production et par la hausse des frais d'entretien et autres d'environ 170 M\$ à Syncrude et par la diminution naturelle du rendement des gisements de pétrole classique et de LGN, qui a retranché environ 70 M\$. Les coûts d'énergie ont en outre monté par rapport à l'exercice précédent d'environ 60 M\$.

Alors qu'en dollars américains le prix du pétrole Brent a bondi en moyenne de 48 % au troisième trimestre et au cours des neuf premiers mois par rapport aux périodes correspondantes 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 39 % et 34 % respectivement, du fait surtout du renforcement du dollar canadien.

Le prix moyen touché pour le bitume de Cold Lake a monté au troisième trimestre d'environ 27 % par rapport au troisième 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 troisième trimestre par rapport à la même période de 2004. Cet écart s'est aussi creusé au terme des neuf premiers mois de 2005, le prix touché pour le bitume de Cold Lake ayant régressé de 1 % depuis un an, malgré une hausse sensible du prix du brut léger.

Au troisième trimestre, le prix obtenu pour le gaz naturel s'est établi en moyenne à 8,80 \$ le millier de pieds cubes, contre 6,57 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, le prix obtenu pour le gaz naturel s'est élevé en moyenne à 7,86 \$ le millier de pieds cubes contre 6,67 \$ pour la même période de 2004.

La production brute de pétrole brut et de LGN a atteint 250 000 barils par jour contre 257 000 au troisième trimestre de 2004. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la production brute de pétrole brut et de LGN s'est établie en moyenne à 258 000 barils par jour contre 257 000 barils par jour pour la même période de 2004.

La production brute de bitume de Cold Lake a augmenté malgré les importants travaux d'entretien systématique qui ont été exécutés au troisième trimestre, pour se situer en moyenne à 123 000 barils par jour ce trimestre contre 121 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la production brute s'est établie à 137 000 barils par jour contre 120 000 barils par jour pour la même période de 2004. Cette augmentation s'explique avant tout par la nature cyclique de la production de Cold Lake.

Au troisième trimestre, la production brute correspondant à la quote-part de la compagnie dans Syncrude s'est fixée à 59 000 barils par jour contre 61 000 pour la même période de l'exercice précédent. Au terme des neuf premiers mois, la production brute correspondant à la quote-part de la compagnie dans Syncrude s'est établie en moyenne à 52 000 barils par jour en 2005, contre 60 000 barils par jour pour la même période de 2004. La diminution de la production est avant tout attribuable à la révision de l'unité de cokéfaction qui avait été planifiée au deuxième trimestre et à des travaux d'entretien imprévus exécutés à d'autres unités de traitement au premier trimestre.

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de l'exercice, la production brute de pétrole classique a été en moyenne de 35 000 et de 38 000 barils par jour respectivement, contre 42 000 et 44 000 pour les périodes correspondantes de 2004. La baisse de la production enregistrée au troisième trimestre de 2005 s'explique surtout par les travaux d'entretien réalisés au champ de Normal Wells. La diminution naturelle du rendement des gisements dans le bassin de l'Ouest

RAPPORT DE GESTION (suite)

canadien est en grande partie à l'origine du recul de la production survenu au terme des neuf premiers mois de 2005.

La production brute de LGN mis en vente s'est élevée à 33 000 barils par jour au troisième trimestre, tout comme au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours des neuf premiers mois de 2005, la production brute de LGN mis en vente s'est établie à 31 000 barils par jour contre 33 000 au cours de la même période de 2004, la baisse étant avant tout imputable à la diminution de la teneur en LGN du gaz extrait à Wizard Lake.

La production brute de gaz naturel du troisième trimestre de 2005 a atteint 579 millions de pieds cubes par jour contre 581 millions pour la même période de l'exercice précédent. Au cours des neuf premiers mois de l'exercice, la production brute s'est élevée à 580 millions de pieds cubes par jour, contre 566 millions au cours des neuf premiers mois de 2004. L'augmentation de la production est surtout attribuable à la production accrue des gisements Nisku, Wizard Lake et Medicine Hat.

Les travaux de construction visant à agrandir l'unité de valorisation à la troisième étape du projet de Syncrude étaient terminés à environ 95 % à la fin du troisième trimestre, les travaux restants portant principalement sur l'achèvement des installations mécaniques, les essais et la mise en service. Le calendrier de réalisation du projet reste inchangé, la production d'un pétrole brut synthétique de grande qualité devant débiter avant le milieu de 2006. Les pressions incessantes exercées par les coûts et la main-d'œuvre dans la région de Fort McMurray ont fait passer le coût prévu de la troisième étape du projet de 7,8 G\$, comme il avait été avancé en mars 2004, à 8,3 G\$ actuellement. La compagnie continue de dispenser ses conseils et de fournir son expertise à Syncrude pour assurer la réussite du projet.

La compagnie, au nom des coentrepreneurs du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie, compte faire savoir à l'Office national de l'énergie en novembre si elle est prête pour les audiences publiques, étant donné que les négociations sur le partage des retombées et les conventions d'accès et l'adoption d'un régime fiscal approprié se poursuivent.

Au cours du troisième trimestre, la compagnie et ses partenaires ont conduit une deuxième campagne sismique dans le bassin Orphan, sur la côte est du Canada. Une entente contractuelle portant sur une plate-forme de forage a été signée et des forages d'exploration du bassin Orphan, au large des côtes de Terre-Neuve, sont prévus pour le premier semestre de 2006. La compagnie possède une participation de 15 % dans huit licences d'exploration en eau profonde du bassin Orphan.

Produits pétroliers

Le bénéfice net tiré des produits pétroliers au troisième trimestre de 2005 s'est élevé à 171 M\$, contre 111 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice des neuf premiers mois s'est établi à 431 M\$ contre 378 M\$ pour la période correspondante de 2004. Les bénéfices du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2005 ont tous deux atteint un sommet.

Au troisième trimestre de 2005, l'élargissement des marges de raffinage dans l'ensemble du secteur ont expliqué en grande partie la hausse des résultats, mais le contexte est demeuré défavorable aux carburants et aux marges de commercialisation. Les travaux d'entretien prévus dans les raffineries ont augmenté au cours du trimestre, ce qui a pesé sur les marges et entamé les résultats d'environ 25 M\$. L'incidence négative de la montée du dollar canadien, évaluée à

RAPPORT DE GESTION (suite)

25 M\$, et une augmentation des charges d'environ 25 M\$ comprenant les frais de relocalisation du siège social ont aussi pesé sur les résultats du troisième trimestre.

Les résultats des neuf premiers mois ont profité de l'élargissement des marges de raffinage dans l'ensemble du secteur, avantage qui a été en partie annulé par les marges de commercialisation qui sont restées déprimées. La fermeté du dollar canadien, l'accroissement des travaux d'entretien prévus dans les raffineries et la relocalisation du siège social ont tour à tour retranché au bénéfice environ 70 M\$, 45 M\$ et 25 M\$.

Le 12 octobre 2005, la vente à Agrium des installations de distribution d'engrais de la compagnie dans l'Ouest du Canada a été conclue. L'opération, qui sera comptabilisée au quatrième trimestre, n'aura pas d'incidence importante sur les résultats financiers du secteur des produits pétroliers.

Produits chimiques

Le bénéfice net tiré des produits chimiques au troisième trimestre s'est établi à 12 M\$ contre 21 M\$ au troisième trimestre de l'exercice précédent, la baisse étant avant tout imputable à la contraction des marges sur les ventes de polyéthylène et de benzène dans l'ensemble du secteur. Le bénéfice net des neuf premiers mois s'est élevé à 89 M\$ contre 78 M\$ pour la même période de 2004. L'élargissement des marges dans l'ensemble du secteur a été en partie annulé par la faiblesse généralisée de la demande de produits à base de polyéthylène.

Comptes non sectoriels

Les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 123 M\$ au troisième trimestre, ce qui est nettement plus que le solde négatif de 17 M\$ enregistré pour la même période de 2004. Les résultats nets des neuf premiers mois ont affiché un solde négatif de 273 M\$ contre un solde négatif de 60 M\$ l'exercice précédent. La régression enregistrée au troisième trimestre et au terme des neuf premiers mois s'explique principalement par une augmentation des charges de rémunération à base d'actions d'environ 110 M\$ et 220 M\$ respectivement, par suite surtout de la montée du cours des actions de la compagnie.

Le transfert du siège social de la compagnie de Toronto (Ontario) à Calgary (Alberta) annoncé en septembre 2004 a été réalisé comme prévu en août 2005. Les charges enregistrées depuis le début de l'exercice jusqu'au troisième trimestre à la suite de la relocalisation du siège social se sont chiffrées à environ 35 M\$ après impôts. Une somme d'environ 22 M\$ devrait être engagée au cours du quatrième trimestre 2005 et en 2006.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Au troisième trimestre de 2005, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 1 385 M\$ contre 1 109 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation des rentrées est avant tout attribuable à la hausse du bénéfice net et à l'incidence de la montée du prix des marchandises sur le fonds de roulement et au calendrier des dépenses portées sur le solde des comptes créditeurs.

Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 2 155 M\$ contre 2 197 M\$ au terme des neuf premiers mois de 2004. La baisse des rentrées s'explique avant tout par le calendrier des paiements échelonnés des impôts et une cotisation supplémentaire aux régimes de retraite de la compagnie. L'incidence négative de ces facteurs sur les flux de trésorerie a été atténuée par l'augmentation du prix des marchandises sur le fonds de roulement, le calendrier des dépenses portées sur le solde des comptes créditeurs et la hausse du bénéfice net.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Au troisième trimestre, les dépenses en immobilisations et d'exploration ont atteint 395 M\$ contre 363 M\$ pour le trimestre correspondant de 2004, et 1 073 M\$ au terme des neuf premiers mois de 2005 contre 1 027 M\$ pour la même période de 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 et à accroître l'efficacité opérationnelle.

Au cours des neuf premiers mois de 2005, la compagnie a racheté plus de 13,7 millions d'actions pour 1 367 M\$. Dans le cadre du programme en cours de rachat d'actions, lancé le 23 juin 2005, la compagnie a racheté environ 5,3 millions d'actions et peut en racheter encore 11,8 millions d'ici au 22 juin 2006, qui est la date d'expiration du programme.

Des dividendes en espèces de 236 M\$ ont été versés au cours des neuf premiers mois de 2005, contre 238 M\$ au cours de la période correspondante de 2004. La poursuite du rachat d'actions a réduit le nombre d'actions en circulation et le versement de dividendes. Le 17 août 2005, la compagnie a déclaré un dividende trimestriel de 24 cents par action payable le 1^{er} octobre 2005.

Les facteurs précités ont entraîné une baisse du solde de l'encaisse et des titres négociables qui, au 30 septembre 2005, s'établissait à 935 M\$ contre 1 279 M\$ à la fin de 2004.

NORMES COMPTABLES RÉCEMMENT PUBLIÉES

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 a trait à 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 des 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.

INFORMATIONS QUANTITATIVES ET QUALITATIVES À FOURNIR SUR LE RISQUE DE MARCHÉ

L'information sur les risques de marché pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 ne diffère guère de celle présentée à la page 32 du rapport annuel de la compagnie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 et dans le rapport intermédiaire envoyé aux actionnaires pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, sauf pour ce qui est de la sensibilité suivante :

Sensibilité des résultats a)	
en millions de dollars après impôts	
Dépréciation (appréciation) de neuf cents de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-) 630

La sensibilité du bénéfice net aux variations du dollar canadien par rapport au dollar américain s'est accrue depuis le premier trimestre 2005 d'environ 20 M\$ (après impôts) pour chaque différence d'un cent. Cette situation s'explique avant tout par l'élargissement des marges de raffinage dans l'ensemble du secteur et par la hausse des cours du pétrole brut.

a) Le montant servant à illustrer l'incidence de ce facteur correspond à une variation d'environ 10 % de la valeur de la marchandise à la fin du troisième trimestre 2005. Le calcul de la sensibilité indique l'incidence sur le bénéfice net annuel de la variation d'un facteur, après impôts et redevances, toutes choses étant égales par ailleurs. Bien que cette sensibilité s'applique aux conditions actuelles, elle peut ne pas varier proportionnellement en cas de fortes fluctuations.

Ce rapport peut contenir des renseignements de nature prospective. Les résultats réels pourraient différer sensiblement par suite de l'état du marché, de modifications apportées aux lois et aux politiques gouvernementales, de changements touchant les conditions et les coûts 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.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS

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

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004

PRODUITS

Produits d'exploitation a) b) 13)	7 683	5 771	20 333	16 266
Revenus de placements et d'autres sources 4)	28	43	138	81

TOTAL DES PRODUITS	7 711	5 814	20 471	16 347
---------------------------	--------------	-------	---------------	--------

CHARGES

Exploration	10	21	37	52
Achats de pétrole brut et de produits b) 13)	4 856	3 405	12 745	9 412
Production et fabrication 5)	841	697	2 406	2 092
Frais de vente et frais généraux 5) 6)	495	313	1 278	936
Taxe d'accise fédérale a)	336	328	966	946
Amortissement et épuisement	217	221	672	656
Frais de financement 7)	(2)	1	8	6

TOTAL DES CHARGES	6 753	4 986	18 112	14 100
--------------------------	--------------	-------	---------------	--------

BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	958	828	2 359	2 247
--	------------	-----	--------------	-------

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	306	284	775	733
---------------------------------	------------	-----	------------	-----

BÉNÉFICE NET 3)	652	544	1 584	1 514
------------------------	------------	-----	--------------	-------

BÉNÉFICE NET DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 10)	1,92	1,53	4,61	4,22
--	-------------	------	-------------	------

BÉNÉFICE NET DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 10)	1,91	1,53	4,59	4,21
--	-------------	------	-------------	------

DIVIDENDES PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars)	0,24	0,22	0,70	0,66
--	-------------	------	-------------	------

a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	336	328	966	946
---	------------	-----	------------	-----

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 »)	1 413	904	3 506	2 524
--	--------------	-----	--------------	-------

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.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

rentrées (sorties)

en millions de dollars canadiens

	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net	652	544	1 584	1 514
Ajustement au titre d'éléments hors caisse :				
Amortissement et épuisement	217	221	672	656
(Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts 4)	(5)	(15)	(62)	(29)
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	(162)	(55)	(313)	(209)
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes débiteurs	(271)	(125)	(451)	(308)
Stocks et frais payés d'avance	(32)	(15)	(391)	(217)
Impôts sur les bénéfices à payer	414	289	226	432
Comptes créditeurs	484	265	1 027	283
Autres postes - montant net a)	88	-	(137)	75
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	1 385	1 109	2 155	2 197
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles	(385)	(349)	(1 036)	(965)
Produit de la vente d'actifs	9	28	114	94
Prêts à une société par actions	-	-	-	(32)
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT	(376)	(321)	(922)	(903)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Dette à court terme - montant net	-	-	18	9
Remboursement de la dette à long terme	(1)	-	(21)	(8)
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du régime d'options sur actions	10	1	29	8
Actions ordinaires achetées 10)	(565)	(217)	(1 367)	(580)
Dividendes versés	(82)	(78)	(236)	(238)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT	(638)	(294)	(1 577)	(809)
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE	371	494	(344)	485
ENCAISSE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	564	439	1 279	448
ENCAISSE À LA FIN DE LA PÉRIODE	935	933	935	933
a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(4)	(56)	(346)	(61)

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.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

BILAN CONSOLIDÉ

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

	Au 30 sept. 2005	Au 31 déc. 2004
en millions de dollars canadiens		
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	935	1 279
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	2 078	1 626
Stocks de pétrole brut et de produits	716	432
Matières, fournitures et frais payés d'avance	218	112
Actif d'impôts futurs	748	448
Total de l'actif à court terme	<u>4 695</u>	<u>3 897</u>
Placements, participations et autres actifs à long terme	131	130
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	21 426	20 503
Immobilisations corporelles - montant net	<u>11 439</u>	<u>10 856</u>
Écart d'acquisition	204	204
Autres actifs incorporels - montant net	146	149
TOTAL DE L'ACTIF	<u>15 163</u>	<u>14 027</u>
PASSIF		
Passif à court terme		
Dette à court terme	99	81
Comptes créditeurs et charges à payer 6)	3 555	2 525
Impôts sur les bénéfices à payer	1 292	1 057
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme 8)	795	995
Total du passif à court terme	<u>5 741</u>	<u>4 658</u>
Dette à long terme 8)	546	367
Autres obligations à long terme 9)	1 386	1 525
Passif d'impôts futurs	1 161	1 155
TOTAL DU PASSIF	<u>8 834</u>	<u>7 705</u>
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires à la valeur attribuée 10)	1 759	1 801
Bénéfices non répartis 11)	4 938	4 889
Autres variations cumulatives des capitaux propres non liées aux propriétaires 12)	(368)	(368)
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	<u>6 329</u>	<u>6 322</u>
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	<u>15 163</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 20 octobre 2005

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

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 30 septembre 2005 et au 31 décembre 2004, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des neuf mois terminés les 30 septembre 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.

Les résultats de neuf mois terminés le 30 septembre 2005 ne sont pas nécessairement une indication des activités d'exploitation auxquelles il faut s'attendre pour l'exercice complet.

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 Etats-Unis
		a)	b)	
(Troisième trimestre 2005)				
Amortissement et épuisement	217	-	-	217
Frais de financement	12	(14)	-	(2)
Impôts sur les bénéfices	301	5	-	306
Bénéfice net	643	9	-	652
(Neuf mois terminés le 30 septembre 2005)				
Amortissement et épuisement	671	1	-	672
Frais de financement	35	(27)	-	8
Impôts sur les bénéfices	765	10	-	775
Bénéfice net	1 568	16	-	1 584
(Troisième trimestre 2004)				
Amortissement et épuisement	220	1	-	221
Frais de financement	10	(9)	-	1
Impôts sur les bénéfices	281	3	-	284
Bénéfice net	539	5	-	544
(Neuf mois terminés le 30 septembre 2004)				
Amortissement et épuisement	652	4	-	656
Frais de financement	29	(23)	-	6
Impôts sur les bénéfices	726	7	-	733
Bénéfice net	1 502	12	-	1 514

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

État consolidé des flux de trésorerie en millions de dollars	Selon les PCGR du Canada	Hausse (baisse) due à		Selon les PCGR des Etats-Unis
		a)	b)	
(Troisième trimestre 2005)				
Bénéfice net	643	9	-	652
Amortissement et épuisement	217	-	-	217
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	(167)	5	-	(162)
Flux de trésorerie d'exploitation	1371	14	-	1385
Ajouts aux immobilisations corporelles	(371)	(14)	-	(385)
Flux de trésorerie d'investissement	(362)	(14)	-	(376)
(Neuf mois terminés le 30 septembre 2005)				
Bénéfice net	1 568	16	-	1 584
Amortissement et épuisement	671	1	-	672
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	(323)	10	-	(313)
Flux de trésorerie d'exploitation	2 128	27	-	2 155
Ajouts aux immobilisations corporelles	(1 009)	(27)	-	(1 036)
Flux de trésorerie d'investissement	(895)	(27)	-	(922)
(Troisième trimestre 2004)				
Bénéfice net	539	5	-	544
Amortissement et épuisement	220	1	-	221
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	(58)	3	-	(55)
Flux de trésorerie d'exploitation	1 100	9	-	1 109
Ajouts aux immobilisations corporelles	(340)	(9)	-	(349)
Flux de trésorerie d'investissement	(312)	(9)	-	(321)
(Neuf mois terminés le 30 septembre 2004)				
Bénéfice net	1 502	12	-	1 514
Amortissement et épuisement	652	4	-	656
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	(216)	7	-	(209)
Flux de trésorerie d'exploitation	2 174	23	-	2 197
Ajouts aux immobilisations corporelles	(942)	(23)	-	(965)
Flux de trésorerie d'investissement	(880)	(23)	-	(903)

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

Bilan consolidé en millions de dollars	Selon les PCGR du Canada	Hausse (baisse) due à		Selon les PCGR des Etats-Unis
		a)	b)	
(Au 30 septembre 2005)				
Placements, participations et autres actifs				
à long terme	523	-	(392)	131
Immobilisations corporelles, montant net	9 884	103	-	9 987
Autres immobilisations incorporelles - montant net	49	-	97	146
Total de l'actif	15 355	103	(295)	15 163
Autres obligations à long terme	1 123	-	263	1 386
Passif d'impôts futurs	1 316	35	(190)	1 161
Bénéfices non répartis	4 870	68	-	4 938
Variations cumulatives des capitaux propres non liées aux propriétaires	-	-	(368)	(368)
Total du passif et des capitaux propres	15 355	103	(295)	15 163
(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 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

Troisième trimestre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
PRODUITS						
Ventes externes a)	1 252	901	6 117	4 531	314	339
Ventes intersectorielles	977	801	498	389	92	76
Revenus de placements et d'autres sources	10	23	12	15	-	-
	2 239	1 725	6 627	4 935	406	415
CHARGES						
Exploration b)	10	21	-	-	-	-
Achats	707	504	5 398	3 873	317	293
Production et fabrication c)	480	398	306	256	56	44
Frais de vente et frais généraux c)	10	4	271	255	12	23
Taxe d'accise fédérale	-	-	336	328	-	-
Amortissement et épuiement	158	159	56	58	3	3
Frais de financement	-	-	1	1	-	-
TOTAL DES CHARGES	1 365	1 086	6 368	4 771	388	363
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	874	639	259	164	18	52
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	282	222	88	53	6	19
BÉNÉFICE NET	592	417	171	111	12	33
Ventes à l'exportation aux États-Unis	440	310	233	259	182	184
Flux de trésorerie d'exploitation	1 072	743	122	310	4	57
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	243	286	133	65	5	3

Troisième trimestre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
PRODUITS						
Ventes externes a)	-	-	-	-	7 683	5 771
Ventes intersectorielles	-	-	(1 567)	(1 266)	-	-
Revenus de placements et d'autres sources	6	5	-	-	28	43
	6	5	(1 567)	(1 266)	7 711	5 814
CHARGES						
Exploration b)	-	-	-	-	10	21
Achats	-	-	(1 566)	(1 265)	4 856	3 405
Production et fabrication c)	-	-	(1)	(1)	841	697
Frais de vente et frais généraux c)	202	31	-	-	495	313
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	336	328
Amortissement et épuiement	-	1	-	-	217	221
Frais de financement	(3)	-	-	-	(2)	1
TOTAL DES CHARGES	199	32	(1 567)	(1 266)	6 753	4 986
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(193)	(27)	-	-	958	828
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(70)	(10)	-	-	306	284
BÉNÉFICE NET	(123)	(17)	-	-	652	544
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	855	753
Flux de trésorerie d'exploitation	187	(1)	-	-	1 385	1 109
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	14	9	-	-	395	363

- 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 troisième trimestre 2004 ont été reclassés à des fins de comparaison.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

Neuf mois terminés le 30 septembre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
PRODUITS						
Ventes externes a)	3 349	2 646	16 013	12 719	971	901
Ventes intersectorielles	2 530	2 132	1 618	1 165	253	214
Revenus de placements et d'autres sources	80	41	41	30	-	-
	5 959	4 819	17 672	13 914	1 224	1 115
CHARGES						
Exploration b)	37	52	-	-	-	-
Achats	2 067	1 472	14 203	10 664	874	786
Production et fabrication c)	1 366	1 173	897	787	145	133
Frais de vente et frais généraux c)	6	5	782	772	59	67
Taxe d'accise fédérale	-	-	966	946	-	-
Amortissement et épuisement	488	468	174	175	9	9
Frais de financement	-	-	2	2	-	-
TOTAL DES CHARGES	3 964	3 170	17 024	13 346	1 087	995
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	1 995	1 649	648	568	137	120
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	658	532	217	189	48	42
BÉNÉFICE NET	1 337	1 118	431	378	89	78
Ventes à l'exportation aux États-Unis	1 141	977	632	734	552	507
Flux de trésorerie d'exploitation	1 616	1 586	279	528	77	110
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	704	810	330	183	12	11
Total de l'actif au 30 septembre	7 274	6 842	6 710	5 866	491	507
Capital utilisé au 30 septembre	4 150	3 976	2 834	2 734	213	214

Neuf mois terminés le 30 septembre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
PRODUITS						
Ventes externes a)	-	-	-	-	20 333	16 266
Ventes intersectorielles	-	-	(4 401)	(3 511)	-	-
Revenus de placements et d'autres sources	17	10	-	-	138	81
	17	10	(4 401)	(3 511)	20 471	16 347
CHARGES						
Exploration b)	-	-	-	-	37	52
Achats	-	-	(4 399)	(3 510)	12 745	9 412
Production et fabrication c)	-	-	(2)	(1)	2 406	2 092
Frais de vente et frais généraux c)	431	92	-	-	1 278	936
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	966	946
Amortissement et épuisement	1	4	-	-	672	656
Frais de financement	6	4	-	-	8	6
TOTAL DES CHARGES	438	100	(4 401)	(3 511)	18 112	14 100
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(421)	(90)	-	-	2 359	2 247
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(148)	(30)	-	-	775	733
BÉNÉFICE NET	(273)	(60)	-	-	1 584	1 514
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	2 325	2 218
Flux de trésorerie d'exploitation	183	(27)	-	-	2 155	2 197
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	27	23	-	-	1 073	1 027
Total de l'actif au 30 septembre	1 160	1 019	(472)	(423)	15 163	13 811
Capital utilisé au 30 septembre	630	811	-	-	7 827	7 735

- 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 neuf mois terminés le 30 septembre 2004 et du 1^{er} et 2^e 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	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Produit de la vente d'actifs	9	28	114	94
Valeur comptable des actifs vendus	4	7	29	54
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts a)	5	21	85	40
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts a)	5	15	62	29

a) Les résultats du troisième trimestre 2004 comprenait un gain de 16 M\$ (10 M\$, après impôts) réalisé à la vente de la propriété productrice Golden Spike Shallow de la compagnie.

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	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Prestations de retraite :				
Coût des services rendus de la période	22	19	65	58
Intérêts débiteurs	60	59	180	177
Rendement prévu de l'actif des régimes	(64)	(56)	(192)	(168)
Amortissement du coût des services passés	6	7	18	21
Perte actuarielle constatée	21	17	63	51
Coût net des prestations	45	46	134	139
Autres avantages à la retraite :				
Coût des services rendus de la période	2	2	6	5
Intérêts débiteurs	6	6	18	18
Perte actuarielle constatée	1	1	4	3
Coût net des prestations	9	9	28	26

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 devraient s'élever à environ 85 M\$ (57 M\$ après impôts), 60 % de ces charges ayant été constatées aux deuxième et troisième trimestres 2005, au moment du paiement des frais de déménagement et d'indemnisation des employés qui décident 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
	30 sept. 2005	31 déc. 2004
À l'ouverture le 1 ^{er} janvier	-	-
Ajouts	51	-
Règlement	(30)	-
À la clôture	21	-

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

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

7. Frais de financement

en millions de dollars	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Intérêts sur la dette	11	9	32	26
Intérêts capitalisés	(14)	(9)	(27)	(23)
Intérêts débiteurs nets	(3)	-	5	3
Autres intérêts	1	1	3	3
Total des frais de financement	(2)	1	8	6

8. Dette à long terme

Émission	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Au	Au
			30 sept. 2005	31 déc. 2004
			en millions de dollars	
2003	250 M\$ échéant le 26 mai 2007 et 250 M\$ échéant le 26 août 2007	variable	500	-
2003	19 janvier 2006	variable	-	318
Dette à long terme			500	318
Contrats de location-acquisition			46	49
Total de la dette à long terme a)			546	367

a) Ces montants ne comprennent pas la tranche de la dette à long terme de 795 M\$ (995 M\$ au 31 décembre 2004) échéant à moins d'un an, inscrite dans le passif à court terme.

9. Autres obligations à long terme

en millions de dollars	Au	Au
	30 sept. 2005	31 déc. 2004
Avantages à la retraite a)	829	1 052
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b)	376	380
Autres obligations	181	93
Total des autres obligations à long terme	1 386	1 525

a) Le total des avantages à la retraite comptabilisés comprend aussi une somme de 48 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).

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

10. Actions ordinaires	Au	Au
	30 sept.	31 déc.
en milliers d'actions	2005	2004
Actions autorisées	450 000	450 000
Actions ordinaires en circulation	336 255	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 :

Année	En millions	
	d'actions	de dollars
De 1995 à 2003	218,9	5 968
2004 - Troisième trimestre	3,5	217
- Exercice complet	13,6	872
2005 - Troisième trimestre	4,8	565
- Depuis le début de l'exercice	13,7	1 367
Achats cumulatifs à ce jour	246,2	8 207

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 :

	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net de base par action ordinaire				
Bénéfice net (en millions de dollars)	652	544	1 584	1 514
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	338,9	355,4	343,6	358,6
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1,92	1,53	4,61	4,22
Bénéfice net dilué par action ordinaire				
Bénéfice net (en millions de dollars)	652	544	1 584	1 514
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	338,9	355,4	343,6	358,6
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	1,6	0,8	1,4	0,8
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation après dilution (en millions d'actions)	340,5	356,2	345,0	359,4
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1,91	1,53	4,59	4,21

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 1^{er} 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	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfices non répartis au début de la période	4 906	4 432	4 889	3 952
Bénéfice net de la période	652	544	1 584	1 514
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(539)	(199)	(1 295)	(531)
Dividendes	(81)	(78)	(240)	(236)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	4 938	4 699	4 938	4 699

12. Variations des capitaux propres non liées aux propriétaires

en millions de dollars	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net	652	544	1 584	1 514
Autres variations des capitaux propres non liées aux propriétaires a)	-	-	-	-
Total des variations des capitaux propres non liées aux propriétaires	652	544	1 584	1 514

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

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

En septembre 2005, l'Emerging Issues Task Force (EITF) a atteint un consensus sur le 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 vendues et les produits et de les comptabiliser comme un échange mesuré à la valeur comptable de l'élément vendu. L'EITF a décidé que les opérations d'achat et de vente de marchandises auprès de la même contrepartie conclues en prévision l'une de l'autre devraient être combinées et comptabilisées comme des échanges mesurés à la valeur comptable de l'élément vendu.

La compagnie comptabilise certains achats et certaines ventes de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et chimiques conclus simultanément auprès de la même contrepartie dans le coût des marchandises et les produits, mesurés à la juste valeur convenue entre l'acheteur consentant et le vendeur consentant. Ces opérations sont conclues dans le cadre d'ententes 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 prédomine depuis longtemps dans l'industrie (bien que la compagnie sache que certaines sociétés de pétrole et de gaz peuvent comptabiliser ces opérations différemment, comme des échanges non monétaires). Le consensus atteint par l'EITF fera en sorte que ces montants seront retranchés des comptes « Produits d'exploitation » et « Achats de pétrole brut et de produits » de l'état consolidé des résultats, sans aucune incidence sur le bénéfice net. Tous les secteurs d'exploitation seront touchés par cette modification, mais tout particulièrement celui des produits pétroliers. Ces dispositions s'appliqueront aux nouvelles ententes que la compagnie conclura à partir du deuxième trimestre 2006 et aux conventions qu'elle reconduira ou modifiera dès lors.

Les montants des achats et des ventes inclus dans les produits de 2004, 2003 et 2002 sont inscrits ci-dessous, de même que les « produits d'exploitation » pour mettre ces chiffres en perspective.

en millions de dollars	2004	2003	2002
Produits d'exploitation	22 408	19 094	16 890
Montants compris dans les produits d'exploitation au titre des contrats d'achat et de vente conclus auprès de la même contrepartie 1)	3 584	2 851	2 431
Pourcentage des produits d'exploitation	16%	15%	14%

1) Les frais connexes sont inclus dans « Achats de pétrole brut et de produits »

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

DONNÉES D'EXPLOITATION

(sans vérification)

	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN				
(en milliers de barils par jour)				
Pétrole classique	35	42	38	44
Cold Lake	123	121	137	120
Syncrude	59	61	52	60
Total de la production de pétrole brut	217	224	227	224
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	33	33	31	33
Total de la production de pétrole brut et de LGN	250	257	258	257
PRODUCTION NETTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN				
(en milliers de barils par jour)				
Pétrole classique	27	32	29	33
Cold Lake	96	101	119	106
Syncrude	59	60	52	60
Total de la production de pétrole brut	182	193	200	199
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	26	26	25	27
Total de la production de pétrole brut et de LGN	208	219	225	226
VENTES DU MÉLANGE DE COLD LAKE (en milliers de barils par jour)	157	153	181	158
VENTES DE LGN (en milliers de barils par jour)	34	37	37	39
GAZ NATUREL (en millions de pieds cubes par jour)				
Production brute	579	581	580	566
Production nette	513	533	516	517
Ventes	536	521	533	514
PRIX DE VENTE MOYENS (en dollars canadiens)				
Pétrole brut classique (par baril)	73,27	52,86	63,97	47,59
Pétrole brut de référence d'Edmonton (par baril)	77,83	56,99	69,11	51,69
Pétrole brut lourd à Hardisty (Bow River, par baril)	57,14	42,36	46,29	38,51
LGN (par baril)	39,71	34,47	36,20	31,91
gaz naturel (pour un milliers de pieds cubes)	8,80	6,57	7,86	6,67
VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS (en millions de litres par jour)				
Essence	34,1	34,3	33,3	33,1
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	25,7	26,7	26,8	27,0
Mazout lourd	5,6	5,7	5,7	5,7
Huiles lubrifiantes et autres produits	8,3	8,8	7,5	6,9
Ventes nettes de produits pétroliers	73,7	75,5	73,3	72,7
Ventes en vertu de conventions d'achat et de vente	14,9	13,2	14,9	13,7
Total des ventes de produits pétroliers	88,6	88,7	88,2	86,4
DÉBIT TOTAL DES RAFFINERIES (en millions de litres par jour)	69,9	76,6	73,5	74,3
UTILISATION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE (%)	87	96	92	93
VENTES DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES				
(en milliers de tonnes par jour)	3,0	3,3	3,1	3,3

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

DONNÉES SUR LES ACTIONNAIRES, LA NÉGOCIATION ET LE RENDEMENT

(sans vérification)

	Troisième trimestre		Neuf mois terminés le 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
RENDEMENT DU CAPITAL MOYEN UTILISÉ a) (roulant sur quatre trimestres, en pourcentage)			27,2	24,9
RENDEMENT DE LA MOYENNE DES CAPITAUX PROPRES (roulant sur quatre trimestres, en pourcentage)			33,6	31,1
COUVERTURE DE L'INTÉRÊT PAR LE BÉNÉFICE (roulant sur quatre trimestres, nombre de fois couvert)			74,0	72,7
ACTIONNARIAT				
Actions en circulation (en milliers)				
Moyenne pondérée mensuellement	338 864	355 398	343 637	358 623
Au 30 septembre			336 255	353 380
Nombre d'actionnaires				
Au 30 septembre			14 305	15 116
COURS DE L'ACTION				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)				
Haut	137,37	66,76	137,37	66,76
Bas	100,00	59,50	67,51	56,42
À la clôture le 30 septembre			134,01	65,48
American Stock Exchange (en dollars américains)				
Haut	117,41	52,22	117,41	52,22
Bas	82,38	45,50	54,80	42,34
À la clôture le 30 septembre			115,06	51,71

a) Le rendement du capital utilisé correspond au bénéfice net des quatre derniers trimestres, compte non tenu du coût de financement après impôts, divisé par le capital moyen utilisé au cours des quatre derniers trimestres.

Renseignements sur les dividendes et l'achat d'actions

	2005	2006	2006	2006
	4 ^e trimestre	1 ^{er} trimestre	2 ^e trimestre	3 ^e trimestre
Date de déclaration de dividende	16 novembre	15 février	23 mai	29 août
Date de clôture des registres	1 ^{er} décembre	3 mars	6 juin	8 septembre
Date de paiement des dividendes	1 ^{er} janvier 2006	1 ^{er} avril	1 ^{er} juillet	1 ^{er} octobre
Date limite d'achat d'actions (date limite de datation et de réception du chèque destiné à l'achat d'actions)	14 décembre	17 mars	16 juin	15 septembre
Date d'investissement (date à laquelle la compagnie place les fonds du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions)	3 janvier 2006	3 avril	4 juillet	2 octobre

Le conseil d'administration peut modifier la date de déclaration de dividende et son montant.

La compagnie se réserve le droit de modifier, de suspendre ou d'abroger le régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions. Les chèques doivent être faits à l'ordre de la Compagnie Trust CIBC Mellon.

Les chèques de dividende sont habituellement postés de trois à cinq jours avant la date de paiement.

Les relevés trimestriels du solde des participants au régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions sont habituellement postés deux semaines après la date d'investissement.

Renseignements complémentaires

Pour se renseigner sur le versement des dividendes, le réinvestissement des dividendes, la perte d'un chèque de dividende, le règlement d'une succession, le transfert ou le remplacement d'un certificat d'actions, prière de communiquer avec l'agent des transferts au 1 800 387-0825. Les employés ayant des actions dans le régime d'épargne de l'Impériale sont invités à composer le 1 800 668-2648.

Renseignements se trouvant sur le site Web

Le site Web de l'Impériale (www.limperiale.ca) présente une grande diversité d'informations sur la compagnie et constitue une mine de renseignements pour l'investisseur :

Publications

Récents rapports annuels et intermédiaires, communiqués de presse, dernière circulaire de sollicitation de procurations, formulaires *10K* et *10Q* et cahier d'information à l'intention des investisseurs.

Dates à retenir

Dates de déclaration et de paiement des dividendes, de publication des résultats, de l'assemblée annuelle.

Autres renseignements utiles

Renseignements pour le transfert et le remplacement de certificats d'actions, cours historiques des actions, sensibilité des résultats, prix affichés du pétrole brut, régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions.



Compagnie Pétrolière
Impériale Ltée
237 Fourth Avenue SW
Calgary, AB
Canada, T2P 3M9

