



Rapport trimestriel 2

SIX MOIS TERMINÉS LE 30 JUIN 2005

La Compagnie Pétrolière Impériale Ltée publie les résultats financiers et opérationnels du deuxième trimestre

Toronto, le 21 juillet 2005 – L'Impériale a déclaré aujourd'hui un bénéfice net pour le deuxième trimestre de 2005 de 539 M\$ (1,56 \$ par action) contre 504 M\$ (1,40 \$ par action) pour le deuxième trimestre de 2004. Le bénéfice net du premier semestre de 2005 s'est élevé à 932 M\$ (2,68 \$ par action) contre 970 M\$ (2,69 \$ par action) pour le premier semestre de 2004.

Le bénéfice du deuxième trimestre a été supérieur à celui de 2004 par suite de la hausse des prix touchés pour le pétrole brut et le gaz naturel, de l'élargissement des marges de raffinage et de la production accrue de bitume et de gaz naturel à Cold Lake. Ces facteurs ont été en partie annulés par l'incidence négative de la remontée du dollar canadien et des travaux d'entretien dont la hausse avait été prévue dans les raffineries de la compagnie. Le bénéfice s'est aussi ressenti de l'augmentation des charges de rémunération à base d'actions en raison principalement de la montée du cours de l'action et des frais liés à la relocalisation du siège social.

Les produits d'exploitation ont atteint 6 802 M\$ au deuxième trimestre et 12 760 M\$ au premier semestre de 2005, contre 5 466 M\$ et 10 533 M\$ pour les mêmes périodes de 2004. Les dépenses en immobilisations et d'exploration se sont chiffrées à 353 M\$ au deuxième trimestre et à 678 M\$ au premier semestre de 2005, contre 311 M\$ et 664 M\$ pour les périodes correspondantes de 2004. Au cours du premier semestre de 2005, la compagnie a racheté environ 8,9 millions d'actions pour 802 M\$. Au 30 juin 2005, le solde de l'encaisse et des titres négociables se situait à 564 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 déclaré que l'accroissement de la production dans le contexte actuel de prix favorables a contribué à l'augmentation du bénéfice du deuxième trimestre, malgré les importants travaux d'entretien qui avaient été prévus dans les unités des raffineries et les installations d'amont. Se tournant vers l'avenir, M. Hearn a ajouté : « L'Impériale se trouve en peloton de tête par les ressources qu'elle détient au Canada, avec des actifs diversifiés comme celui de première qualité de la propriété Kearl. La mise en valeur de ces ressources, jumelée aux efforts que nous ne cessons de déployer pour assurer la solide performance et la fiabilité de notre exploitation, jette de solides bases pour une croissance à long terme qui profitera à nos actionnaires. »

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

Dépôt des demandes pour le projet des sables pétrolifères de Kearl

Au début de juillet, les demandes réglementaires pour réaliser le projet des sables pétrolifères de Kearl, dans lequel l'Impériale détient une participation d'environ 70 %, ont été déposées auprès de l'Alberta Energy and Utilities Board et du ministère de l'Environnement de cette province. Si les approbations réglementaires sont obtenues dans les délais prévus et que d'autres conditions sont réunies, la construction des installations pourra débuter en 2007 avec pour objectif de produire du bitume avant la fin de 2010. Des essais ont confirmé la qualité des ressources, estimées à 4,4 milliards de barils de bitume récupérable.

Relèvement du dividende trimestriel

Le 26 mai, l'Impériale a déclaré un dividende trimestriel de 24 cents par action, en hausse de deux cents, soit de 9 % environ, par rapport au trimestre précédent, payable le 1^{er} juillet 2005.

Poursuite prévue du programme de rachat d'actions

En juin, l'Impériale a reçu de la Bourse de Toronto l'autorisation de lancer un nouveau programme de rachat d'actions dans le cours normal des affaires, qui prend la suite du programme actuel. La compagnie sera autorisée à racheter 5 % des actions ordinaires actuellement en circulation, soit 17,1 millions d'actions, d'ici au 22 juin 2006. Comme dans le passé, Exxon Mobil Corporation participera au programme pour maintenir sa participation dans l'Impériale à 69,6 %.

Suspension des activités sur le terrain du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie

Le 28 avril, l'Impériale, au nom des coentrepreneurs du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie, a annoncé l'arrêt des activités liées à l'exécution du projet par suite des progrès insuffisants réalisés sur certains points cruciaux. Le partage des retombées et les conventions d'accès sont contrariés par la demande de conditions qui sortent du cadre du projet; le rythme ainsi que la coordination du processus de réglementation nordique et les aspects fiscaux du projet ont également soulevé des inquiétudes. Des progrès sont en cours et les travaux visant à aplanir ces difficultés se poursuivent.

Faits saillants de nature financière (sans vérification)

	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis)				
Ressources naturelles	449	368	691	687
Produits pétroliers	64	108	176	243
Produits chimiques	29	29	63	41
Comptes non sectoriels	(3)	(1)	2	(1)
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	539	504	932	970
Flux de trésorerie d'exploitation	827	690	770	1 088
Dépenses en immobilisations et d'exploration	353	311	678	664
Données par action (en dollars)				
Bénéfice net de base	1,56	1,40	2,69	2,69
Bénéfice net dilué	1,56	1,40	2,68	2,69
Dividendes	0,24	0,22	0,46	0,44
Cours de clôture de l'action le 30 juin				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)			102,02	62,40
American Stock Exchange (en dollars américains)			83,31	46,82

Rapport de gestion

Depuis le quatrième trimestre de 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 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 du Canada, figure à la note 2 des états financiers consolidés non vérifiés.

Résultats d'exploitation

Le bénéfice net du deuxième trimestre s'est élevé à 539 M\$ (1,56 \$ par action) sur une base diluée, contre 504 M\$ (1,40 \$ par action) pour le même trimestre de 2004. Le bénéfice net du premier semestre de 2005 s'est établi à 932 M\$ (2,68 \$ par action) sur une base diluée, contre 970 M\$ (2,69 \$ par action) pour le premier semestre de 2004.

Le bénéfice du deuxième trimestre a été supérieur à celui de la même période de 2004, la hausse des prix touchés pour le pétrole brut et le gaz naturel et l'élargissement des marges de raffinage ayant totalisé environ 175 M\$. L'accroissement de la production dans le secteur des ressources naturelles, principalement celle de gaz naturel à Cold Lake, a en outre ajouté quelque 35 M\$ au bénéfice. Ces facteurs ont été en partie annulés par la remontée du dollar canadien, qui a retranché environ 90 M\$ au bénéfice, et par d'importants travaux de révision qui avaient été planifiés dans les raffineries, qui ont prélevé environ 20 M\$. Le bénéfice s'est aussi senti de la hausse d'environ 30 M\$ des charges de rémunération à base d'actions par suite surtout de la montée du cours de l'action et des frais d'environ 20 M\$ liés à la relocalisation du siège social.

Au premier semestre, la hausse des prix touchés pour le pétrole brut et le gaz naturel et l'élargissement des marges de raffinage ont ajouté environ 370 M\$ au bénéfice par rapport à la période correspondante de 2004. Le bénéfice a aussi augmenté d'environ 60 M\$ grâce à la production accrue de bitume de Cold Lake. Le bénéfice du semestre a toutefois reculé par suite de la baisse de la production et de la hausse des frais d'entretien liés à une importante révision de l'unité de cokéfaction de Syncrude au début d'avril, de la baisse naturelle de la production de pétrole brut classique et de liquides du gaz naturel (LGN) et d'une remontée du dollar canadien. Ensemble, ces facteurs ont retranché environ 335 M\$ du bénéfice. Les charges de rémunération à base d'actions ont en outre augmenté d'environ 115 M\$ par

rapport à l'exercice précédent et la relocalisation du siège social a entraîné des frais d'environ 20 M\$ en 2005.

En 2005, les produits d'exploitation se sont élevés à 6 802 M\$ au deuxième trimestre et à 12 760 M\$ au premier semestre, contre 5 466 M\$ et 10 533 M\$ pour les mêmes périodes de l'exercice précédent.

Ressources naturelles

Le bénéfice net tiré des ressources naturelles du deuxième trimestre a atteint le chiffre record de 449 M\$, en hausse de 81 M\$ sur le deuxième trimestre de 2004. Le bénéfice a augmenté avant tout à la suite de rentrées supplémentaires de 145 M\$ consécutives à la hausse des prix touchés pour le pétrole brut et le gaz naturel et d'une somme de 35 M\$ attribuable à l'accroissement de la production tirée des ressources naturelles, principalement le bitume et le gaz naturel de Cold Lake. Ces facteurs favorables ont été en partie annulés par l'incidence négative de la remontée du dollar canadien, qui a réduit le bénéfice de 65 M\$, des sorties de fonds de 15 M\$ du fait de la montée des prix de l'énergie et de 10 M\$ au titre des charges de rémunération à base d'actions.

Le bénéfice net du premier semestre s'est élevé à 691 M\$ contre 687 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La montée des prix du pétrole brut et du gaz naturel s'est traduite par des rentrées supplémentaires de 300 M\$ et la production accrue de bitume de Cold Lake a ajouté environ 60 M\$ au bénéfice par rapport au premier semestre de 2004. Ces retombées positives sur le bénéfice ont été contrebalancées principalement par la baisse de la production et la hausse des frais d'entretien liés en grande partie à une importante révision de l'unité de cokéfaction de Syncrude au début d'avril, qui a prélevé environ 130 M\$, par la diminution naturelle de la production de pétrole brut classique et de liquides du gaz naturel (LGN), qui a retranché environ 40 M\$, et par l'impact de la remontée du dollar canadien, qui a réduit le bénéfice d'environ 120 M\$. Par rapport à l'exercice précédent, les charges de rémunération à base d'actions et les prix de l'énergie ont en outre augmenté d'environ 40 M\$ et 20 M\$, respectivement.

Alors qu'en dollars américains le prix du pétrole Brent a progressé en moyenne de 46 % au deuxième trimestre et de 47 % au premier semestre 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 30 % et 33 %, respectivement, du fait surtout de la remontée du dollar canadien. Au deuxième trimestre de 2005, le prix moyen touché pour le bitume de Cold Lake a régressé d'environ 5 % et au premier semestre d'environ 15 % par rapport aux

mêmes périodes de 2004, l'écart s'étant creusé entre les prix du pétrole léger et du bitume de Cold Lake.

Au deuxième trimestre, le prix obtenu pour le gaz naturel s'est établi en moyenne à 7,71 \$ le millier de pieds cubes contre 6,87 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier semestre, le prix touché pour le gaz naturel s'est élevé en moyenne à 7,37 \$ le millier de pieds cubes contre 6,72 \$ pour la même période de 2004.

La production brute de pétrole brut et de LGN a atteint 268 000 barils par jour contre 251 000 au deuxième trimestre de 2004. Pour le premier semestre de l'exercice, la production brute de pétrole brut et de LGN s'est établie en moyenne à 264 000 barils par jour contre 256 000 pour la même période de 2004.

La production brute de bitume de Cold Lake a augmenté pour se situer en moyenne à 137 000 barils par jour au deuxième trimestre contre 118 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier semestre de 2005, la production brute s'est chiffrée à 144 000 barils par jour contre 119 000 pour la période correspondante de 2004. Cette augmentation s'explique par la nature cyclique de la production de Cold Lake.

Au deuxième trimestre, la production brute correspondant à la quote-part de la compagnie dans Syncrude s'est fixée à 58 000 barils par jour contre 57 000 pour la même période de l'exercice précédent. Au premier semestre de 2005, la production brute correspondant à la quote-part de la compagnie dans Syncrude s'est établie en moyenne à 49 000 barils par jour contre 60 000 pour la même période de 2004. La diminution de la production est avant tout attribuable à la révision planifiée de l'unité de cokéfaction et à des travaux d'entretien imprévus à d'autres unités de traitement au premier trimestre. La révision de l'unité de cokéfaction s'est achevée au début du deuxième trimestre et toutes les unités de traitement ont repris leur activité normale.

Au deuxième trimestre et au premier semestre du présent exercice, la production brute de pétrole classique a été en moyenne de 40 000 barils par jour contre 44 000 pour les périodes correspondantes de 2004. La diminution naturelle du rendement des gisements dans le bassin de l'Ouest canadien explique en grande partie la baisse de la production.

La production brute de LGN mis en vente s'est élevée à 32 000 barils par jour au deuxième trimestre, tout comme au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier semestre 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 2004, la baisse ayant été avant tout imputable à la diminution de la teneur en LGN du gaz extrait de Wizard Lake.

La production brute de gaz naturel du deuxième trimestre de 2005 a atteint 576 millions de pieds cubes par jour contre 535 millions pour la même période de l'exercice précédent. Au premier semestre de 2005, la production brute s'est élevée à 580 millions de pieds cubes par jour contre 558 millions pour le premier semestre de 2004. L'augmentation de la production est avant tout venue des gisements Nisku, Wizard Lake et Medicine Hat.

Le 28 avril 2005, l'Impériale, au nom des coentrepreneurs du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie, a annoncé l'arrêt des activités liées à l'exécution du projet par suite des progrès insuffisants réalisés sur certains points cruciaux. Le partage des retombées et les conventions d'accès sont contrariés par la demande de conditions qui sortent du cadre du projet; le rythme ainsi que la coordination du processus de réglementation nordique et les aspects fiscaux du projet ont également soulevé des inquiétudes. Des progrès ont été enregistrés et les travaux visant à aplanir ces difficultés se poursuivent. Le 14 juillet, la compagnie a annoncé que les audiences publiques sur le projet devront être reportées par rapport au calendrier qui prévoyait initialement leur tenue à la fin de l'été ou au début de l'automne, étant donné que plusieurs questions n'ont toujours pas été résolues. À la fin d'août ou au début de septembre 2005, la compagnie compte informer l'Office national de l'énergie du moment où elle sera prête à tenir des audiences publiques si des progrès tangibles sont réalisés sur les questions précitées.

Au début de juillet, les demandes réglementaires pour réaliser le projet des sables pétrolifères de Kearn, dans lequel l'Impériale détient une participation d'environ 70 %, ont été déposées auprès de l'Alberta Energy and Utilities Board et du ministère de l'Environnement de cette province. Si les approbations réglementaires sont obtenues dans les délais prévus et que d'autres conditions sont réunies, la construction des installations pourra débuter en 2007 avec pour objectif de produire du bitume avant la fin de 2010.

Produits pétroliers

Le bénéfice net tiré des produits pétroliers au deuxième trimestre de 2005 s'est élevé à 64 M\$ contre 108 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. La baisse du bénéfice est avant tout imputable à l'augmentation d'environ 50 M\$ des charges liées à l'accroissement des travaux d'entretien qui avaient été planifiés dans les raffineries, à la relocalisation du siège social et à la rémunération à base d'actions. L'élargissement des marges de raffinage a été en partie annulé par la remontée du dollar canadien, qui a retranché 20 M\$ au bénéfice.

Le bénéfice net du premier semestre s'est dégagé à 176 M\$ contre 243 M\$ pour la même période de 2004. Le recul du bénéfice est avant tout imputable à une augmentation d'environ 90 M\$ des charges liées à l'accroissement des travaux d'entretien qui avaient été planifiés dans les raffineries, à la relocalisation du siège social et à la

rémunération à base d'actions. L'élargissement des marges de raffinage au cours de la période a été en partie annulé par la remontée du dollar canadien, qui a retranché environ 40 M\$ au bénéfice. Les ventes de produits pétroliers ont augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre. Les marges de détail sont restées déprimées.

La compagnie a signé une lettre d'intention avec Agrium Inc. pour se départir de ses installations de distribution d'engrais dans l'Ouest du Canada. L'opération devrait être clôturée au troisième trimestre de 2005, sous réserve de la conclusion d'un accord définitif et de l'approbation des organismes de réglementation. L'opération ne devrait pas avoir une incidence importante sur les résultats financiers du secteur des produits pétroliers.

Produits chimiques

Le bénéfice net du deuxième trimestre tiré des produits chimiques s'est établi à 29 M\$, tout comme au deuxième trimestre de l'exercice précédent, l'élargissement des marges sur le polyéthylène et d'autres produits chimiques ayant contrebalancé la baisse de la demande de polyéthylène dans le secteur. Le bénéfice net du premier semestre s'est élevé à 63 M\$ contre 41 M\$ pour la même période de 2004. L'élargissement des marges sur les ventes de polyéthylène et d'autres produits chimiques est en grande partie à l'origine de cette hausse.

Comptes non sectoriels

Les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 3 M\$ contre un solde négatif de 1 M\$ pour la même période de 2004. Les résultats nets du premier semestre ont enregistré un solde positif de 2 M\$ contre un solde négatif de 1 M\$ l'exercice précédent. L'amélioration des résultats du semestre s'explique surtout par l'augmentation des intérêts créditeurs touchés sur un solde de caisse moyen en hausse.

Liquidités et ressources en capital

Au deuxième trimestre de 2005, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 827 M\$ contre 690 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation des rentrées est avant tout attribuable à la hausse du prix des marchandises 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 770 M\$ contre 1 088 M\$ au premier semestre de

2004. La baisse des rentrées s'explique avant tout par le calendrier des paiements échelonnés des impôts et une cotisation supplémentaire au régime 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 et le calendrier des dépenses portées sur le solde des comptes créditeurs.

Au deuxième trimestre, les dépenses en immobilisations et d'exploration ont atteint 353 M\$ contre 311 M\$ au trimestre correspondant de 2004 et au premier semestre de 2005, 678 M\$ contre 664 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Dans le secteur des ressources, ces dépenses ont été concentrées à Syncrude pour maintenir et accroître la capacité de production. Dans le secteur des produits pétroliers, des dépenses en immobilisations ont été engagées dans un projet visant à réduire la teneur en soufre du carburant diesel et à accroître l'efficacité opérationnelle.

Au cours du trimestre, les prêts de 500 M\$ à taux variable, libellés en dollars canadiens, que Exxon Overseas Corporation avaient consentis à la compagnie jusqu'en 2005 ont vu leur échéance reportée en 2007.

Le 21 juin 2005, la compagnie a annoncé qu'elle avait reçu l'autorisation définitive de la Bourse de Toronto de lancer une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des affaires pour prendre la suite du programme de rachat d'actions échu le 22 juin 2005. Le nouveau programme permet à la compagnie de racheter 17,1 millions d'actions entre le 23 juin 2005 et le 22 juin 2006. Au premier semestre de 2005, la compagnie a racheté environ 8,9 millions d'actions pour 802 M\$.

Des dividendes en espèces de 154 M\$ ont été versés au premier semestre de 2005, contre 160 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 26 mai 2005, la compagnie a déclaré un dividende trimestriel de 24 cents par action, en hausse de deux cents par action, soit de 9 %, par rapport au trimestre précédent, payable le 1^{er} juillet 2005.

Les facteurs précités ont entraîné une baisse du solde de l'encaisse et des titres négociables qui, au 30 juin 2005, s'établissait à 564 M\$ contre 1 279 M\$ à la fin de 2004.

Informations quantitatives et qualitatives à fournir sur les risques de marché

L'information sur les risques de marché portant sur le semestre clos le 30 juin 2005 ne diffère guère de celle qui figure à la page 32 du rapport annuel de la compagnie pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 et du rapport intermédiaire pour le trimestre clos le 31 mars 2005.

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.

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

en millions de dollars canadiens	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Produits				
Produits d'exploitation a) b) 13)	6 710	5 439	12 650	10 495
Revenus de placements et d'autres sources 4)	92	27	110	38
Total des produits	6 802	5 466	12 760	10 533
Charges				
Exploration	6	15	27	31
Achats de pétrole brut et de produits b) 13)	4 250	3 174	7 889	6 007
Production et fabrication 5)	850	738	1 667	1 421
Frais de vente et frais généraux 5) 6)	335	304	681	597
Taxe d'accise fédérale a)	323	314	630	618
Amortissement et épuisement	217	219	455	435
Frais de financement 7)	8	3	10	5
Total des charges	5 989	4 767	11 359	9 114
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	813	699	1 401	1 419
Impôts sur les bénéfices	274	195	469	449
Bénéfice net 3)	539	504	932	970
Bénéfice net de base par action ordinaire (en dollars) 10)	1,56	1,40	2,69	2,69
Bénéfice net dilué par action ordinaire (en dollars) 10)	1,56	1,40	2,68	2,69
Dividendes par action ordinaire	0,24	0,22	0,46	0,44
a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	323	314	630	618
b) Montants 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 »)	1 176	815	2 093	1 620

État consolidé des flux de trésorerie (selon les PCGR des États-Unis, sans vérification)

en millions de dollars canadiens	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	539	504	932	970
Ajustement au titre d'éléments hors caisse :				
Amortissement et épuisement	217	219	455	435
(Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts sur les bénéfices 4)	(55)	(13)	(57)	(14)
Impôts sur les bénéfices futurs et autres	(88)	(115)	(151)	(154)
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :				
Comptes débiteurs	29	(4)	(180)	(183)
Stocks et frais payés d'avance	(35)	93	(359)	(202)
Impôts sur les bénéfices à payer	124	104	(188)	143
Comptes créditeurs	41	(133)	543	18
Autres postes - montant net a)	55	35	(225)	75
Flux de trésorerie d'exploitation	827	690	770	1 088
Activités d'investissement				
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles	(347)	(289)	(651)	(616)
Produit de la vente d'actifs	98	53	105	66
Prêts à une société par actions	–	(32)	–	(32)
Flux de trésorerie d'investissement	(249)	(268)	(546)	(582)
Activités de financement				
Dette à court terme - montant net	18	9	18	9
Remboursement de la dette à long terme	(19)	(8)	(20)	(8)
Émission d'actions ordinaires en vertu du régime d'options sur actions	6	1	19	7
Actions ordinaires achetées 10)	(479)	(216)	(802)	(363)
Dividendes versés	(77)	(80)	(154)	(160)
Flux de trésorerie de financement	(551)	(294)	(939)	(515)
Augmentation (diminution) de l'encaisse	27	128	(715)	(9)
Encaisse au début de la période	537	311	1 279	448
Encaisse à la fin de la période	564	439	564	439
a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite	(3)	(3)	(342)	(5)

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

en millions de dollars canadiens	Au 30 juin 2005	Au 31 déc. 2004
Actif		
Actif à court terme		
Encaisse	564	1 279
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	1 806	1 626
Stocks de pétrole brut et de produits	716	432
Matières, fournitures et frais payés d'avance	187	112
Actif d'impôts futurs	620	448
Total de l'actif à court terme	3 893	3 897
Placements, participations et autres actifs à long terme	128	130
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	21 055	20 503
Immobilisations corporelles, montant net	11 234	10 856
Immobilisations corporelles, montant net	9 821	9 647
Écart d'acquisition	204	204
Autres actifs incorporels – montant net	147	149
Total de l'actif	14 193	14 027
Passif		
Passif à court terme		
Dette à court terme	99	81
Comptes créditeurs et charges à payer 6)	3 072	2 525
Impôts sur les bénéfices à payer	874	1 057
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme 8)	795	995
Total du passif à court terme	4 840	4 658
Dette à long terme 8)	547	367
Autres obligations à long terme 9)	1 297	1 525
Passif d'impôts futurs	1 197	1 155
Total du passif	7 881	7 705
Capitaux propres		
Actions ordinaires à la valeur attribuée 10)	1 774	1 801
Bénéfices non répartis 11)	4 906	4 889
Autres variations cumulatives des capitaux propres non liées aux propriétaires 12)	(368)	(368)
Total des capitaux propres	6 312	6 322
Total du passif et des capitaux propres	14 193	14 027

Approuvé par le Conseil le 21 juillet 2005

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

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

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

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 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 compagnie, 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 juin 2005 et au 31 décembre 2004, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des semestres clos les 30 juin 2004 et 2005. 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 du premier semestre clos le 30 juin 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 du Canada

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

État consolidé des résultats

en millions de dollars	Selon les PCGR du Canada	Hausse (baisse) attribuable à		Selon les PCGR des États-Unis
		a)	b)	
(Deuxième trimestre 2005)				
Amortissement et épuisement	216	1	–	217
Frais de financement	12	(4)	–	8
Impôts sur les bénéfices	272	2	–	274
Bénéfice net	538	1	–	539
(Semestre clos le 30 juin 2005)				
Amortissement et épuisement	454	1	–	455
Frais de financement	23	(13)	–	10
Impôts sur les bénéfices	464	5	–	469
Bénéfice net	925	7	–	932
(Deuxième trimestre 2004)				
Amortissement et épuisement	217	2	–	219
Frais de financement	9	(6)	–	3
Impôts sur les bénéfices	241	1	(47)	195
Bénéfice net	454	3	47	504
(Semestre clos le 30 juin 2004)				
Amortissement et épuisement	432	3	–	435
Frais de financement	19	(14)	–	5
Impôts sur les bénéfices	445	4	–	449
Bénéfice net	963	7	–	970

État consolidé des flux de trésorerie

en millions de dollars	Selon les PCGR du Canada	Hausse (baisse) attribuable à		Selon les PCGR des États-Unis
		a)	b)	
(Deuxième trimestre 2005)				
Bénéfice net	538	1	–	539
Amortissement et épuisement	216	1	–	217
Impôts futurs et autres	(90)	2	–	(88)
Flux de trésorerie d'exploitation	823	4	–	827
Ajouts aux immobilisations corporelles	(343)	(4)	–	(347)
Flux de trésorerie d'investissement	(245)	(4)	–	(249)
(Semestre clos le 30 juin 2005)				
Bénéfice net	925	7	–	932
Amortissement et épuisement	454	1	–	455
Impôts futurs et autres	(156)	5	–	(151)
Flux de trésorerie d'exploitation	757	13	–	770
Ajouts aux immobilisations corporelles	(638)	(13)	–	(651)
Flux de trésorerie d'investissement	(533)	(13)	–	(546)

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

État consolidé des flux de trésorerie (suite)

en millions de dollars	Selon les PCGR du Canada	Hausse (baisse) attribuable à		Selon les PCGR des États-Unis
		a)	b)	
(Deuxième trimestre 2004)				
Bénéfice net	454	3	47	504
Amortissement et épuisement	217	2	–	219
Impôts futurs et autres	(69)	1	(47)	(115)
Flux de trésorerie d'exploitation	684	6	–	690
Ajouts aux immobilisations corporelles	(283)	(6)	–	(289)
Flux de trésorerie d'investissement	(262)	(6)	–	(268)
(Semestre clos le 30 juin 2004)				
Bénéfice net	963	7	–	970
Amortissement et épuisement	432	3	–	435
Impôts futurs et autres	(158)	4	–	(154)
Flux de trésorerie d'exploitation	1 074	14	–	1 088
Ajouts aux immobilisations corporelles	(602)	(14)	–	(616)
Flux de trésorerie d'investissement	(568)	(14)	–	(582)

Bilan consolidé

en millions de dollars	Selon les PCGR du Canada	Hausse (baisse) attribuable à		Selon les PCGR des États-Unis
		a)	c)	
(Au 30 juin 2005)				
Placements, participations et autres actifs à long terme	576	–	(448)	128
Immobilisations corporelles – montant net	9 731	90	–	9 821
Autres actifs incorporels – montant net	50	–	97	147
Total de l'actif	14 454	90	(351)	14 193
Autres obligations à long terme	1 090	–	207	1 297
Passif d'impôts futurs	1 356	31	(190)	1 197
Bénéfices non répartis	4 847	59	–	4 906
Variations cumulatives des capitaux propres non liées aux propriétaires	–	–	(368)	(368)
Total du passif et des capitaux propres	14 454	90	(351)	14 193
(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 actifs incorporels - 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, le passif et l'actif des impôts futurs sont ajustés de manière à rendre compte de l'effet d'un changement dans les lois fiscales et les taux d'imposition. Selon les PCGR du Canada, l'application d'une loi fiscale ou d'un taux d'imposition adopté en substance pour ajuster le passif et l'actif d'impôts futurs est autorisée dans certaines circonstances.
- c) 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

Deuxième trimestre en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits						
Ventes externes a)	1 098	855	5 297	4 265	315	319
Ventes intersectorielles	853	692	524	407	83	73
Revenus de placements et d'autres sources	70	18	18	7	–	–
	2 021	1 565	5 839	4 679	398	392
Charges						
Exploration b)	6	15	–	–	–	–
Achats	713	490	4 722	3 585	274	271
Production et fabrication	458	404	339	286	54	48
Frais de vente et frais généraux	13	6	299	272	23	26
Taxe d'accise fédérale	–	–	323	314	–	–
Amortissement et épuisement	154	156	59	58	3	3
Frais de financement	–	–	1	1	–	–
Total des charges	1 344	1 071	5 743	4 516	354	348
Bénéfice avant impôts	677	494	96	163	44	44
Impôts sur les bénéfices	228	126	32	55	15	15
Bénéfice net	449	368	64	108	29	29
Ventes à l'exportation aux États-Unis	364	335	233	221	172	185
Flux de trésorerie d'exploitation	527	438	255	204	48	45
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	218	249	127	54	4	2

Deuxième trimestre en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits						
Ventes externes a)	–	–	–	–	6 710	5 439
Ventes intersectorielles	–	–	(1 460)	(1 172)	–	–
Revenus de placements et d'autres sources	4	2	–	–	92	27
	4	2	(1 460)	(1 172)	6 802	5 466
Charges						
Exploration b)	–	–	–	–	6	15
Achats	–	–	(1 459)	(1 172)	4 250	3 174
Production et fabrication	–	–	(1)	–	850	738
Frais de vente et frais généraux	–	–	–	–	335	304
Taxe d'accise fédérale	–	–	–	–	323	314
Amortissement et épuisement	1	2	–	–	217	219
Frais de financement	7	2	–	–	8	3
Total des charges	8	4	(1 460)	(1 172)	5 989	4 767
Bénéfice avant impôts	(4)	(2)	–	–	813	699
Impôts sur les bénéfices	(1)	(1)	–	–	274	195
Bénéfice net	(3)	(1)	–	–	539	504
Ventes à l'exportation aux États-Unis	–	–	–	–	769	741
Flux de trésorerie d'exploitation	(3)	3	–	–	827	690
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	4	6	–	–	353	311

a) Comprennent les ventes de brut des Produits pétroliers visant à optimiser les opérations de raffinage.

b) Les dépenses en immobilisations et d'exploration comprennent les charges d'exploration et les ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles et aux contrats de location-acquisition.

3. Résultats par secteur) (suite)

Semestre clos le 30 juin en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits						
Ventes externes a)	2 097	1 745	9 896	8 188	657	562
Ventes intersectorielles	1 553	1 331	1 120	776	161	138
Revenus de placements et d'autres sources	70	18	29	15	–	–
	3 720	3 094	11 045	8 979	818	700
Charges						
Exploration b)	27	31	–	–	–	–
Achats	1 360	968	8 805	6 791	557	493
Production et fabrication	930	785	635	544	103	92
Frais de vente et frais généraux	33	10	593	541	55	46
Taxe d'accise fédérale	–	–	630	618	–	–
Amortissement et épuisement	330	309	118	117	6	6
Frais de financement	–	–	1	1	–	–
Total des charges	2 680	2 103	10 782	8 612	721	637
Bénéfice avant impôts	1 040	991	263	367	97	63
Impôts sur les bénéfices	349	304	87	124	34	22
Bénéfice net	691	687	176	243	63	41
Ventes à l'exportation aux États-Unis	701	667	399	475	370	323
Flux de trésorerie d'exploitation	544	833	157	200	73	48
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	461	524	197	118	7	8
Total de l'actif au 30 juin	7 127	6 664	6 349	5 713	484	493
Capital utilisé au 30 juin	4 297	4 011	2 621	2 756	193	230
Semestre clos le 30 juin en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits						
Ventes externes a)	–	–	–	–	12 650	10 495
Ventes intersectorielles	–	–	(2 834)	(2 245)	–	–
Revenus de placements et d'autres sources	11	5	–	–	110	38
	11	5	(2 834)	(2 245)	12 760	10 533
Charges						
Exploration b)	–	–	–	–	27	31
Achats	–	–	(2 833)	(2 245)	7 889	6 007
Production et fabrication	–	–	(1)	–	1 667	1 421
Frais de vente et frais généraux	–	–	–	–	681	597
Taxe d'accise fédérale	–	–	–	–	630	618
Amortissement et épuisement	1	3	–	–	455	435
Frais de financement	9	4	–	–	10	5
Total des charges	10	7	(2 834)	(2 245)	11 359	9 114
Bénéfice avant impôts	1	(2)	–	–	1 401	1 419
Impôts sur les bénéfices	(1)	(1)	–	–	469	449
Bénéfice net	2	(1)	–	–	932	970
Ventes à l'exportation aux États-Unis	–	–	–	–	1 470	1 465
Flux de trésorerie d'exploitation	(4)	7	–	–	770	1 088
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	13	14	–	–	678	664
Total de l'actif au 30 juin	680	499	(447)	(360)	14 193	13 009
Capital utilisé au 30 juin	702	479	–	–	7 813	7 476

a) Comprennent les ventes de brut des Produits pétroliers visant à optimiser les opérations de raffinage.

b) Les dépenses en immobilisations et d'exploration comprennent les charges d'exploration et les ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles et aux contrats de location-acquisition.

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	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Produit de la vente d'actifs	98	53	105	66
Valeur comptable des actifs vendus	20	35	25	47
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts a)	78	18	80	19
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts a)	55	13	57	14

a) Le deuxième trimestre 2005 comprenait des gains de 66 M\$ (43 M\$ après impôts) à la vente des propriétés productrices Berrymoor et Buck Creek. Le deuxième trimestre 2004 comprenait un gain de 16 M\$ (12 M\$ après impôts) à la vente du pipeline Mid Alberta Pipeline.

5. Avantages à la retraite

Les composantes de la charge nette au titre des prestations et des autres avantages figurant dans l'état consolidé des résultats s'établissent de la façon suivante :

en millions de dollars	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Prestations de retraite :				
Coût des services rendus de la période	21	19	43	39
Intérêts débiteurs	60	59	120	118
Rendement prévu de l'actif des régimes	(64)	(56)	(128)	(112)
Amortissement du coût des services passés	6	7	12	14
Perte actuarielle constatée	21	17	42	34
Coût net des prestations	44	46	89	93
Autres avantages à la retraite :				
Coût des services rendus de la période	2	1	4	3
Intérêts débiteurs	6	6	12	12
Perte actuarielle constatée	1	1	3	2
Coût net des prestations	9	8	19	17

6. Relocalisation du siège social

Le 29 septembre 2004, la compagnie a annoncé son intention de transférer son siège social de Toronto, en Ontario, à Calgary, en Alberta. Ce déménagement devrait être terminé pour août 2005.

Les charges relatives à la relocalisation du siège social devraient s'élever à environ 85 M\$ (57 M\$ après impôts); la majeure partie de ces charges devraient être 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 30 juin 2005	Au 31 déc. 2004
	À l'ouverture le 1 ^{er} janvier	–
Ajouts	30	–
Règlement	(10)	–
À la clôture	20	–

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

7. Frais de financement

en millions de dollars	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Intérêts sur la dette	10	7	21	17
Intérêts capitalisés	(4)	(6)	(13)	(14)
Intérêts débiteurs nets	6	1	8	3
Autres intérêts	2	2	2	2
Total des frais de financement	8	3	10	5

8. Dette à long terme

Émission	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Au	Au
			30 juin 2005	31 déc. 2004
2003	250 M\$ échéant le 26 mai 2007 et 250 M\$ échéant le 26 août 2007 a)	variable	500	—
2003	19 janvier 2006	variable	—	318
Dette à long terme			500	318
Contrats de location-acquisition			47	49
Total de la dette à long terme b)			547	367

a) Les prêts à long terme à taux variable de 500 M\$ consentis par Exxon Overseas Corporation ont été prolongés jusqu'aux dates d'échéance ci-dessus.

b) 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, qui est inscrite dans le passif à court terme.

9. Autres obligations à long terme

en millions de dollars	Au	Au
	30 juin 2005	31 déc. 2004
Avantages à la retraite a)	792	1 052
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b)	375	380
Autres obligations	130	93
Total des autres obligations à long terme	1 297	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) Le total des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux comprend 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	Au	Au
	30 juin 2005	31 déc. 2004
Autorisées	450 000	450 000
Actions ordinaires en circulation	340 830	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 - Deuxième trimestre	3,5	216
- Exercice complet	13,6	872
2005 - Deuxième trimestre	5,2	479
- Depuis le début de l'exercice	8,9	802
Achats cumulatifs à ce jour	241,4	7,642

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 :

	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net de base par action ordinaire				
Bénéfice net (en millions de dollars)	539	504	932	970
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	343,8	358,8	346,0	360,2
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1,56	1,40	2,69	2,69
Bénéfice net dilué par action ordinaire				
Bénéfice net (en millions de dollars)	539	504	932	970

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	343,8	358,8	346,0	360,2
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	1,4	0,7	1,3	0,7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation après dilution (en millions d'actions)	345,2	359,5	347,3	360,9
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1,56	1,40	2,68	2,69

Si les dispositions pour comptabiliser le coût des options sur actions octroyées 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 et de 2005 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	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfices non répartis au début de la période	4 902	4 204	4 889	3 952
Bénéfice net de la période	539	504	932	970
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(452)	(198)	(756)	(332)
Dividendes	(83)	(78)	(159)	(158)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	4 906	4 432	4 906	4 432

12. Variations des capitaux propres non liées aux propriétaires

en millions de dollars	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Bénéfice net	539	504	932	970
Autres variations des capitaux propres non liées aux propriétaires a)	–	–	–	–
Total des variations des capitaux propres non liées aux propriétaires	539	504	932	970

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

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

À sa réunion de novembre 2004, l'Emerging Issues Task Force (EITF) a entamé les délibérations 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 comme un échange mesuré à la valeur comptable de l'élément vendu. L'EITF n'a pas atteint un consensus sur la question et a demandé au personnel du FASB de pousser l'examen des autres points de vue. La question devrait être traitée à la prochaine réunion de l'EITF.

La compagnie comptabilise certains achats et certaines ventes de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et chimiques conclu 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 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 prédominante qui a cours depuis longtemps dans l'industrie (bien que la compagnie sache que certaines entreprises pétrolières et gazières peuvent comptabiliser ces opérations différemment, comme des échanges non monétaires). Si l'EITF atteint un consensus sur la question voulant que ces opérations soient comptabilisées comme des échanges mesurés à la valeur comptable, les montants déclarés dans les « produits d'exploitation » et les « achats de pétrole brut et de produits » de l'état consolidé des résultats diminueraient des montants en question sans effet sur le bénéfice net. Tous les secteurs d'exploitation seraient touchés, mais surtout celui des produits pétroliers.

Les montants des achats et des ventes inclus dans les produits de 2004, de 2003 et de 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 a)	3 584	2 851	2 431
Pourcentage des produits d'exploitation	16%	15%	14%

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

Comme le bénéfice net de la compagnie ne serait pas touché si l'EITF atteignait un consensus sur l'emploi d'une autre méthode comptable, la compagnie a été tenue de réduire ses « produits d'exploitation » et ses « achats de pétrole brut et de produits » des montants précités.

Données d'exploitation (sans vérification)

	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Production brute de pétrole brut et de LGN (en milliers de barils par jour)				
Pétrole classique	40	44	40	44
Cold Lake	137	118	144	119
Syncrude	58	57	49	60
Total de la production de pétrole brut	235	219	233	223
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	32	32	31	33
Total de la production de pétrole brut et de LGN	267	251	264	256
Production nette de pétrole brut et de LGN (en milliers de barils par jour)				
Pétrole classique	31	34	31	34
Cold Lake	121	105	130	108
Syncrude	58	57	48	60
Total de la production de pétrole brut	210	196	209	202
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	25	26	25	27
Total de la production de pétrole brut et de LGN	235	222	234	229
Ventes du mélange de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	181	157	193	160
Ventes de LGN (en milliers de barils par jour)	30	32	38	40
Gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)				
Production brute	576	535	580	558
Production nette	514	493	518	509
Ventes	543	511	532	511
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Pétrole brut classique (par baril)	61,46	47,45	59,88	45,08
Pétrole brut de référence à Edmonton (par baril)	66,56	51,35	64,68	49,04
Pétrole brut lourd à Hardisty (Bow River, par baril)	42,23	37,66	40,86	36,58
LGN (par baril)	33,57	28,79	34,60	30,64
Gaz naturel (pour un millier de pieds cubes)	7,71	6,87	7,37	6,72
Ventes de produits pétroliers (en millions de litres par jour)				
Essence	33,5	33,0	32,8	32,5
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	24,6	24,6	27,5	27,1
Mazout lourd	6,2	6,2	5,8	5,7
Huiles lubrifiantes et autres produits	8,5	7,2	6,9	5,9
Ventes nettes de produits pétroliers	72,8	71,0	73,0	71,2
Ventes en vertu de conventions d'achat et de vente	14,9	12,7	15,0	13,9
Total des ventes de produits pétroliers	87,7	83,7	88,0	85,1
Débit total des raffineries (en millions de litres par jour)	74,2	70,2	75,4	73,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	93	88	94	92
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes par jour)	3,0	3,6	3,1	3,3

Données sur les actionnaires, la négociation et le rendement (sans vérification)

	Deuxième trimestre		Semestre clos le 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Rendement du capital moyen utilisé a)				
(roulant sur quatre trimestres, en pourcentage)			25,9	23,2
Rendement de la moyenne des capitaux propres				
(roulant sur quatre trimestres, en pourcentage)			31,9	29,2
Couverture de l'intérêt par le bénéfice				
(roulant sur quatre trimestres, nombre de fois couvert)			74,4	62,4
Actionariat				
Actions en circulation (en milliers)				
Moyenne pondérée mensuellement	343 754	358 772	346 023	360 236
Au 30 juin			340 830	356 802
Nombre d'actionnaires				
Au 30 juin			14 568	15 256
Cours de l'action				
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)				
Haut	104,97	64,25	104,97	64,45
Bas	82,10	58,40	67,51	56,42
À la clôture le 30 juin			102,02	62,40
American Stock Exchange (en dollars américains)				
Haut	85,15	47,13	85,15	48,70
Bas	64,70	43,17	54,80	42,34
À la clôture le 30 juin			83,31	46,82

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

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
111 St. Clair Ave. W.,
Toronto, Ontario

