



Rapport trimestriel 1

TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 2006

L'Impériale publie les résultats financiers et d'exploitation du premier trimestre

Calgary, le 2 mai 2006 – L'Impériale a annoncé aujourd'hui un bénéfice net pour le premier trimestre de 2006 de 591 M\$ (1,78 \$ par action), contre 393 M\$ (1,12 \$ par action) pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les principaux facteurs qui ont contribué à l'augmentation du bénéfice ont été la hausse des prix obtenus dans le secteur des ressources naturelles et l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation. En outre, le rendement de l'exploitation est resté solide tout au long du trimestre. Ces facteurs ont été en partie annulés par la hausse des coûts d'énergie et la montée du dollar canadien. Les charges au titre de la rémunération à base d'actions ont baissé ce trimestre.

Les dépenses en immobilisations et d'exploration du premier trimestre se sont chiffrées à 322 M\$, contre 325 M\$ pour le trimestre correspondant de 2005. Au cours du premier trimestre, la compagnie a racheté plus de 4,7 millions d'actions pour 542 M\$. Au 31 mars 2006, le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie atteignait 715 M\$, contre 1 661 M\$ à la fin de 2005.

Le président du Conseil, président et chef de la direction de l'Impériale, Tim Hearn, a déclaré que la forte demande mondiale d'énergie et l'incertitude que les événements géopolitiques ont fait peser sur l'approvisionnement ont entraîné une hausse soutenue du cours des matières premières ce trimestre. « Le contexte commercial ainsi que le solide rendement de l'exploitation ont contribué à faire monter le bénéfice, a déclaré M. Hearn. Nous maintenons le cap sur la fiabilité opérationnelle et continuons d'investir dans d'importants projets qui seront nécessaires pour répondre aux besoins croissants en énergie, a-t-il renchéri. »

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

Faits saillants

Avancement du projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl

Le 14 mars 2006, l'Impériale a fait franchir une étape importante au projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl en déposant des réponses aux demandes de renseignements qu'elle avait reçues après avoir présenté sa demande réglementaire en juillet 2005. Des audiences publiques sont prévues pour plus tard dans l'année. Le projet, dans lequel l'Impériale a une participation de 70 %, contiendrait, selon les estimations, 4,6 milliards de barils de bitume récupérable et plus de 13 milliards de barils de bitume en place.

Avancement du projet d'exploitation du gaz du Mackenzie

Les audiences publiques sur le projet d'exploitation du gaz du Mackenzie ont débuté au premier trimestre de 2006. Sous l'égide de l'Office national de l'énergie et du comité mixte d'étude, les audiences examineront le projet sous tous ses aspects et devraient prendre fin au quatrième trimestre, la décision étant attendue pour 2007. La portée actuelle du projet prévoit la mise en valeur de ressources en gaz naturel estimées à six billions de pieds cubes (bpc) dans le delta du Mackenzie, environ trois bpc se trouvant dans le gisement Taglu de l'Impériale, ainsi que l'aménagement des canalisations et des installations connexes.

L'Impériale fait un don de 4 M\$ au musée Glenbow de Calgary

Cette contribution comprend un vaste fonds d'archives générales que la l'Impériale a constitué au fil des 125 ans d'histoire de la compagnie, l'assurance d'une aide pour la conservation et l'entretien de la collection et un don de 500 000 \$ à la nouvelle galerie permanente du musée Glenbow sur l'histoire de l'Alberta. Le musée Glenbow, l'un des plus importants du Canada, est situé au coeur de Calgary, qui accueille désormais le siège social de l'Impériale.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

FAITS SAILLANTS DE NATURE FINANCIÈRE (sans vérification)

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis)		
Ressources naturelles	397	276
Produits pétroliers	199	166
Produits chimiques	39	44
Comptes non sectoriels	(44)	(93)
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)	591	393
Flux de trésorerie d'exploitation	(38)	(57)
Dépenses en immobilisations et d'exploration	322	325
Données par action (en dollars)		
Bénéfice net de base	1,79	1,13
Bénéfice net dilué	1,78	1,12
Dividendes	0,24	0,22
Cours de clôture de l'action le 31 mars		
Bourse de Toronto (en dollars canadiens)	125,74	92,02
American Stock Exchange (en dollars américains)	107,56	76,14

RAPPORT DE GESTION

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Pour le premier trimestre de 2006, le bénéfice net de la compagnie s'est élevé à 591 M\$ (1,78 \$ par action) sur une base diluée, contre 393 M\$ (1,12 \$ par action) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les principaux facteurs à l'origine de la hausse du bénéfice ont été l'augmentation des prix obtenus dans le secteur des ressources naturelles et l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation, dont l'effet combiné a ajouté environ 260 M\$ aux résultats. La solidité de l'exploitation a contribué aux volumes élevés de production du trimestre. Ces facteurs ont été en partie annulés par la hausse des coûts d'énergie, qui a retranché environ 55 M\$, et par la montée du dollar canadien, qui a aussi retranché environ 55 M\$. Les charges de rémunération à base d'actions ont diminué d'environ 50 M\$ pour le trimestre écoulé.

Les charges d'exploitation du premier trimestre se sont élevées à 5 786 M\$ contre 5 940 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Ressources naturelles

Pour le premier trimestre de 2006, le bénéfice net tiré des ressources naturelles s'est établi à 397 M\$, en hausse de 121 M\$ sur celui du premier trimestre de 2005. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix obtenus pour le gaz naturel, le bitume de Cold Lake et le pétrole brut, ce qui a ajouté environ 185 M\$ aux résultats, et à l'accroissement de la production de Syncrude, qui ajouté environ 45 M\$. Les volumes de production de bitume de Cold Lake et de gaz naturel ont aussi été élevés. Ces incidences favorables sur les résultats ont été en

RAPPORT DE GESTION (suite)

partie annulées par l'incidence négative de la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 35 M\$, et par la baisse de la production de pétrole classique et de liquides du gaz naturel (LGN), qui a retranché environ 30 M\$. Les coûts d'énergie ont en outre augmenté d'environ 40 M\$ par rapport à l'exercice précédent.

Alors que, en dollars américains, le prix du pétrole Brent a monté en moyenne de 30 % au premier trimestre par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, le prix que la compagnie a obtenu en dollars canadiens pour le pétrole classique n'a progressé que de 9 %, du fait notamment de la montée du dollar canadien. Le prix moyen obtenu en dollars américains pour le bitume de Cold Lake a progressé de 39 % au premier trimestre de 2006 par rapport au premier trimestre de 2005. Le prix obtenu pour le gaz naturel a été en moyenne de 9,40 \$ le millier de pieds cubes au premier trimestre, contre 7,02 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production brute de pétrole brut et de LGN s'est élevée à 263 000 barils par jour, contre 260 000 au premier trimestre de 2005.

La production brute de bitume de Cold Lake a légèrement fléchi pour s'établir en moyenne à 150 000 barils par jour pour le trimestre, contre 152 000 pour le premier trimestre de l'exercice précédent.

La part de la production brute de Syncrude revenant à la compagnie a atteint 51 000 barils par jour au premier trimestre de 2006 en regard de 39 000 pour la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse de la production a avant tout été attribuable aux travaux d'entretien qui ont été moindres au cours du premier trimestre de 2006.

Au cours du premier trimestre du présent exercice, la production brute de pétrole classique s'est établie en moyenne à 33 000 barils par jour contre 40 000 pour la période correspondante de 2005. Cette baisse est avant tout imputable au dessaisissement de propriétés productrices et à la diminution naturelle du rendement des gisements du bassin de l'Ouest canadien.

La production brute de LGN mise en vente a atteint 29 000 barils par jour pour le premier trimestre, tout comme pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Pour le premier trimestre du présent exercice, la production brute de gaz naturel s'est établie en moyenne à 580 millions de pieds cubes par jour, production essentiellement inchangée par rapport à la même période de l'exercice précédent.

Le calendrier d'achèvement de l'agrandissement de l'unité de valorisation de la phase 3 du projet de Syncrude a été respecté, la production d'un brut synthétique de qualité supérieure devant débiter au milieu de 2006. La part des coûts du projet devant être assumée par la compagnie ne devrait guère changer par rapport à la prévision antérieure qui les chiffrait à environ 2,1 G\$.

Les audiences publiques de l'Office national de l'énergie et du comité mixte d'étude sur le projet d'exploitation du gaz du Mackenzie ont débuté en janvier et devraient se poursuivre tout au long de 2006.

Produits pétroliers

Pour le premier trimestre de 2006, le bénéfice net tiré des produits pétroliers s'est élevé à 199 M\$ contre 166 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. L'augmentation du bénéfice s'explique avant tout par l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation, ce qui a été en partie annulé par la montée du dollar canadien, qui a retranché environ 20 M\$, et par la

RAPPORT DE GESTION (suite)

hausse des coûts d'énergie, qui a retranché environ 15 M\$. Le recul des ventes de produits pétroliers, par suite surtout d'un fléchissement de la demande industrielle, a eu une incidence limitée sur les résultats.

La performance opérationnelle des quatre raffineries de la compagnie a été solide au premier trimestre. Le taux d'utilisation de la capacité de raffinage a atteint le sommet de 97 % et le débit total des raffineries a dépassé 77 millions de litres par jour.

Produits chimiques

Pour le premier trimestre, le bénéfice net tiré des produits chimiques s'est élevé à 39 M\$, contre 44 M\$ au premier trimestre de 2005. La baisse enregistrée a avant tout été imputable à un recul des ventes consécutif à un fléchissement de la demande industrielle.

Comptes non sectoriels

Les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 44 M\$ au premier trimestre, contre un solde négatif de 93 M\$ au premier trimestre de 2005. Les résultats se sont améliorés par suite principalement de la baisse des charges de rémunération à base d'actions.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour le premier trimestre de 2006, les flux de trésorerie d'exploitation ont affiché un solde négatif de 38 M\$, contre un solde négatif de 57 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'incidence favorable de la baisse du solde des comptes débiteurs, de la hausse du bénéfice et du calendrier de paiement des impôts sur les bénéfices a été annulée pour l'essentiel par l'augmentation saisonnière des stocks et par l'incidence du calendrier des dépenses sur le solde des comptes créditeurs.

Les dépenses en immobilisations et d'exploration du premier trimestre se sont élevées à 322 M\$ contre 325 M\$ pour la période correspondante de 2005. Dans le secteur des ressources, ces dépenses ont été concentrées à Syncrude et Cold Lake pour maintenir et accroître la capacité de production. Dans celui des produits pétroliers, les dépenses ont surtout été affectées à des projets visant à réduire la teneur en soufre du carburant diesel, à accroître l'efficacité opérationnelle et à moderniser le réseau de détail Esso.

Au cours du trimestre, la compagnie a racheté plus de 4,7 millions d'actions pour 542 M\$. Dans le cadre du programme de rachat d'actions en cours, lancé le 23 juin 2005, la compagnie a racheté environ 14 millions d'actions et peut en racheter encore 3 millions environ avant le 22 juin 2006, qui est la date d'échéance de l'actuel programme.

Des dividendes en espèces de 80 M\$ ont été versés au premier trimestre de 2006, contre 77 M\$ au premier trimestre de 2005. Le dividende par action versé au premier trimestre a été de 0,24 \$ contre 0,22 \$ au premier trimestre de 2005.

Les facteurs précités ont eu pour effet de réduire le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie qui, au 31 mars 2006, s'établissait à 715 M\$ contre 1 661 M\$ à la fin de 2005.

Le 2 février 2006, la compagnie a proposé de diviser par trois les actions ordinaires de la compagnie. Le fractionnement d'actions proposé doit être approuvé par les actionnaires à l'assemblée annuelle du 2 mai 2006 et par les autorités réglementaires.

INFORMATION QUANTITATIVE ET QUALITATIVE SUR LE RISQUE DE MARCHÉ

L'information sur les risques de marché pour le trimestre terminé le 31 mars 2006 ne diffère pas sensiblement de celle qui figure à la page 32 du rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, hormis pour ce qui suit :

Sensibilité des résultats a) en millions de dollars après impôts		
Diminution (augmentation) de 0,09 \$ de la valeur du \$ CA par rapport au \$ US	+ (-)	400

La sensibilité du bénéfice net aux variations du dollar canadien par rapport au dollar américain a diminué depuis la fin de l'exercice 2005 d'environ 8 M\$ (après impôts) pour chaque variation de 0,01 \$. Cette sensibilité moindre s'explique avant tout par la baisse du prix du gaz naturel et la contraction des marges de raffinage.

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 premier trimestre de 2006. Ce calcul montre 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 peuvent différer sensiblement par suite de l'état du marché, des modifications apportées aux lois et aux politiques gouvernementales, de changements touchant les conditions et les charges d'exploitation, les calendriers des projets, le rendement de l'exploitation, l'offre et la demande de pétrole, 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)

Trimestres terminés
les 31 mars

en millions de dollars canadiens

2006 2005**PRODUITS ET AUTRES REVENUS**

Produits d'exploitation a) b)

5,786 5,940

Revenus de placement et d'autres sources 4)

32 18**TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS****5,818** 5,958**CHARGES**

Exploration

10 21

Achats de pétrole brut et de produits b)

3,134 3,639

Production et fabrication 5)

922 750

Frais de vente et frais généraux 5)

338 413

Taxe d'accise fédérale a)

303 307

Amortissement et épuisement

216 238

Frais de financement 6)

5 2**TOTAL DES CHARGES****4,928** 5,370**BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES****890** 588**IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES****299** 195**BÉNÉFICE NET 3)****591** 393

BÉNÉFICE NET DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 9)

1.79 1.13

BÉNÉFICE NET DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 9)

1.78 1.12

DIVIDENDES PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars)

0.24 0.22

a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation

303 307

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 ») sans effet sur le bénéfice net 2)

- 917

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés dans les états financiers afin qu'ils tiennent compte de la présentation adoptée pour l'exercice courant.

ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

entrées (sorties)

en millions de dollars canadiens

Trimestres terminés

les 31 mars

2006 2005**ACTIVITÉS D'EXPLOITATION**

Bénéfice net

591 393

Ajustement au titre d'éléments hors trésorerie :

Amortissement et épuisement

216 238

(Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts 4)

(8) (2)

Impôts sur les bénéfices futurs et autres

95 (63)

Variation de l'actif et du passif d'exploitation :

Comptes débiteurs

211 (209)

Stocks et frais payés d'avance

(452) (324)

Impôts sur les bénéfices à payer

(363) (312)

Comptes créditeurs

(36) 502

Autres postes - montant net a)

(292) (280)**FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION****(38)** (57)**ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT**

Ajouts aux immobilisations corporelles et

incorporelles

(312) (304)

Produit de la vente d'actifs

27 7

Prêts à une société par actions

(1) -**FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT****(286)** (297)**ACTIVITÉS DE FINANCEMENT**

Remboursement de la dette à long terme

(1) (1)

Émission d'actions ordinaires dans le cadre du

régime d'options sur actions

1 13

Actions ordinaires achetées 9)

(542) (323)

Dividendes versés

(80) (77)**FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT****(622)** (388)**AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE****(946)** (742)**ENCAISSE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE****1,661** 1,279**ENCAISSE À LA FIN DE LA PÉRIODE****715** 537

a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite

(353) (339)

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés dans les états financiers afin qu'ils tiennent compte de la présentation adoptée pour l'exercice courant.

BILAN CONSOLIDÉ

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

	Au 31 mars 2006	Au 31 déc. 2005
en millions de dollars canadiens		
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	715	1,661
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives	1,864	2,073
Stocks de pétrole brut et de produits	872	481
Matières, fournitures et charges payées d'avance	191	130
Actif d'impôts futurs	686	654
Total de l'actif à court terme	4,328	4,999
Placements, participations et autres actifs à long terme	88	94
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	21,784	21,526
Immobilisations corporelles - montant net	11,571	11,394
Écart d'acquisition	204	204
Autres actifs incorporels - montant net	152	153
TOTAL DE L'ACTIF	14,985	15,582
PASSIF		
Passif à court terme		
Dette à court terme	99	99
Comptes créditeurs et charges à payer 5)	3,134	3,170
Impôts sur les bénéfices à payer	1,037	1,399
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme 7)	477	477
Total du passif à court terme	4,747	5,145
Dette à long terme 7)	862	863
Autres obligations à long terme 8)	1,431	1,728
Passif d'impôts futurs	1,341	1,213
TOTAL DU PASSIF	8,381	8,949
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires à la valeur attribuée 9)	1,724	1,747
Bénéfices non répartis 10)	5,460	5,466
Autres variations cumulatives des capitaux propres non liées aux propriétaires 11)	(580)	(580)
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	6,604	6,633
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	14,985	15,582

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés dans les états financiers afin qu'ils tiennent compte de la présentation adoptée pour l'exercice courant.

Approuvé par le Conseil le 2 mai 2006

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



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



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

Les états financiers consolidés non vérifiés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique et 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 connus qui sont nécessaires pour obtenir une présentation fidèle de la situation financière de la compagnie au 31 mars 2006 et au 31 décembre 2005, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des trimestres terminés les 31 mars 2006 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 trimestre terminé le 31 mars 2006 ne sont pas nécessairement une indication des activités prévues pour l'ensemble de l'exercice.

Les montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.

2. Modifications comptables**Paiements à base d'actions**

Le 1^{er} janvier 2006, la compagnie a adopté la version révisée du Statement of Financial Accounting Standards 123 (SFAS 123R), Shared-based Payments, du Financial Accounting Standards Board. Le SFAS 123R exige que les charges de rémunération liées au paiement à base d'actions à l'intention des employés soient constatées dans l'état des résultats sur la période de service en question. Le montant de la charge de rémunération doit être établi 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. La norme SFAS 123R prend effet pour les attributions effectuées ou modifiées après la date de son adoption 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 de la norme SFAS 123R. Toutes les options d'achat d'actions attribuées lors des exercices antérieurs qui étaient en cours ont été acquises. Par conséquent, l'adoption de la norme SFAS 123R modifiera donc peu les pratiques comptables existantes de la compagnie et le montant constaté au titre de la rémunération à base d'actions dans les résultats.

La charge de rémunération cumulative liée aux options d'achat d'actions attribuées en 2003, 2004 et 2005 a été constatée dans l'état des résultats consolidé selon la « stratégie de la période d'acquisition théorique ». Le coût au titre des options attribuées aux employés qui ont pris leur retraite avant la fin de la période d'acquisition a été passé 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'applique aux attributions effectuées après l'adoption de la norme révisée SFAS 123R.

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

Le 1^{er} janvier 2006, la compagnie a adopté le consensus de l'Emerging Issues Task Force (EITF) à propos du bulletin 04-13, « Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty ». Ce bulletin conclut que les opérations d'achat et de vente de marchandises auprès de la même contrepartie conclues en prévision l'une de l'autre doivent être combinées et comptabilisées comme des échanges mesurés à la valeur comptable de l'élément vendu. Au cours des exercices antérieurs, la compagnie comptabilisait 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. Le consensus atteint par l'EITF fait 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 sont touchés par cette modification, mais tout particulièrement celui des produits pétroliers.

3. Résultats par secteur

Trimestres terminés les 31 mars en millions de dollars	Ressources naturelles		Produits pétroliers		Produits chimiques	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	1,146	999	4,278	4,599	362	342
Ventes intersectorielles	828	700	601	596	88	78
Revenus de placement et d'autres sources	10	-	8	11	-	-
	1,984	1,699	4,887	5,206	450	420
CHARGES						
Exploration b)	10	21	-	-	-	-
Achats	662	647	3,674	4,083	314	283
Production et fabrication c)	559	443	311	267	53	40
Frais de vente et frais généraux c)	3	(2)	241	242	20	26
Taxe d'accise fédérale	-	-	303	307	-	-
Amortissement et épusement	156	176	56	59	3	3
Frais de financement	-	-	-	-	-	-
TOTAL DES CHARGES	1,390	1,285	4,585	4,958	390	352
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS						
SUR LES BÉNÉFICES	594	414	302	248	60	68
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	197	138	103	82	21	24
BÉNÉFICE NET	397	276	199	166	39	44
Ventes à l'exportation aux États-Unis	425	337	266	166	216	198
Flux de trésorerie d'exploitation	185	44	(163)	(92)	(21)	29
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	217	243	95	70	-	3
Total de l'actif au 31 mars	7,225	6,981	6,683	6,218	522	499
Capital utilisé au 31 mars	4,256	4,288	3,061	2,865	273	234

Troisièmes trimestres terminés les 31 mars en millions de dollars	Comptes non sectoriels		Éliminations		Chiffres consolidés	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
PRODUITS ET AUTRES REVENUS						
Ventes externes a)	-	-	-	-	5,786	5,940
Ventes intersectorielles	-	-	(1,517)	(1,374)	-	-
Revenus de placement et d'autres sources	14	7	-	-	32	18
	14	7	(1,517)	(1,374)	5,818	5,958
CHARGES						
Exploration b)	-	-	-	-	10	21
Achats	-	-	(1,516)	(1,374)	3,134	3,639
Production et fabrication c)	-	-	(1)	-	922	750
Frais de vente et frais généraux c)	74	147	-	-	338	413
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	303	307
Amortissement et épusement	1	-	-	-	216	238
Frais de financement	5	2	-	-	5	2
TOTAL DES CHARGES	80	149	(1,517)	(1,374)	4,928	5,370
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS						
SUR LES BÉNÉFICES	(66)	(142)	-	-	890	588
IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	(22)	(49)	-	-	299	195
BÉNÉFICE NET	(44)	(93)	-	-	591	393
Ventes à l'exportation aux États-Unis	-	-	-	-	907	701
Flux de trésorerie d'exploitation	(39)	(38)	-	-	(38)	(57)
Dépenses en immobilisations et d'exploration b)	10	9	-	-	322	325
Total de l'actif au 31 mars	937	711	(382)	(405)	14,985	14,004
Capital utilisé au 31 mars	510	443	-	-	8,100	7,830

- 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 inscrites dans les comptes non sectoriels. Cette modification a pour effet d'isoler la totalité de charges au titre des régimes d'intéressement et d'accroître la transparence des activités des différents secteurs d'exploitation. Cette modification est sans effet sur le total des charges consolidées, sur le bénéfice net et sur le profil des flux de trésorerie de compagnie. Les résultats sectoriels du premier trimestre 2005 ont été reclassés à des fins de comparaison.

4. Revenus de placement et d'autres sources

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

en millions de dollars	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
Produit de la vente d'actifs	27	7
Valeur comptable des actifs vendus	16	5
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts	11	2
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	8	2

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	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
Prestations de retraite :		
Coût des services rendus de la période	25	22
Intérêts débiteurs	60	60
Rendement attendu de l'actif des régimes	(75)	(64)
Amortissement du coût des services passés	5	6
Perte actuarielle constatée	29	21
Coût net des prestations	44	45
Autres avantages à la retraite :		
Coût des services rendus de la période	2	2
Intérêts débiteurs	6	6
Perte actuarielle constatée	2	2
Coût net des prestations	10	10

6. Frais de financement

en millions de dollars	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
Intérêts sur la dette	14	11
Intérêts capitalisés	(10)	(9)
Intérêts débiteurs nets	4	2
Autres intérêts	1	-
Total des frais de financement	5	2

7. Dette à long terme

Émission	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Au	Au
			31 mars 2006	31 déc. 2005
			En millions de dollars	
2003	250 M\$ échéant le 26 mai 2007 et 250 M\$ échéant le 26 août 2007	Variable	500	500
2003	19 janvier 2008	Variable	318	318
Dette à long terme			818	818
Contrats de location-acquisition			44	45
Total de la dette à long terme a)			862	863

a) Ces montants ne comprennent pas la tranche de la dette à long terme de 477 M\$ (477 M\$ au 31 décembre 2005) échéant à moins d'un an, portée au passif à court terme.

8. Autres obligations à long terme

	Au 31 mars 2006	Au 31 déc. 2005
en millions de dollars		
Avantages à la retraite a)	837	1,152
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b)	420	423
Autres obligations	174	153
Total des autres obligations à long terme	1,431	1,728

a) Le total des avantages à la retraite comptabilisés comprend aussi une somme de 47 M\$ dans le passif à court terme (47 M\$ au 31 décembre 2005).

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 2005).

9. Actions ordinaires

	Au 31 mars 2006	Au 31 déc. 2005
en milliers d'actions		
Actions autorisées	450,000	450,000
Actions ordinaires en circulation	327,961	332,625

Le 2 février 2006, la compagnie a proposé de diviser les actions ordinaires de la compagnie par trois. Le fractionnement d'actions proposé doit être approuvé par les actionnaires à l'occasion de l'assemblée générale annuelle qui se tiendra le 2 mai 2006 et par les autorités réglementaires.

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

Exercice	En millions	
	d'actions	de dollars
1995 - 2004	232.5	6,840
2005 - premier trimestre	3.7	323
- exercice complet	17.5	1,795
2006 - premier trimestre	4.7	542
Achats cumulatifs à ce jour	254.7	9,177

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 :

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
Bénéfice net de base par action ordinaire		
Bénéfice net (en millions de dollars)	591	393
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	331.0	348.3
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1.79	1.13
Bénéfice net dilué par action ordinaire		
Bénéfice net (en millions de dollars)	591	393
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	331.0	348.3
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	1.4	1.2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation après dilution (en millions d'actions)	332.4	349.5
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1.78	1.12

10. Bénéfices non répartis

en millions de dollars	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
Bénéfices non répartis au début de la période	5,466	4,889
Bénéfice net de la période	591	393
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(518)	(304)
Dividendes	(79)	(76)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	5,460	4,902

11. Variations des capitaux propres non liées aux propriétaires

en millions de dollars	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
Bénéfice net	591	393
Autres variations des capitaux propres non liées aux propriétaires a)	-	-
Total des variations des capitaux propres non liées aux propriétaires	591	393

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

DONNÉES D'EXPLOITATION

(sans vérification)

Trimestres terminés
les 31 mars**2006** 2005**PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN**

(en milliers de barils par jour)

Pétrole classique	33	40
Cold Lake	150	152
Syncrude	51	39
Total de la production de pétrole brut	234	231
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	29	29
Total de la production de pétrole brut et de LGN	263	260

PRODUCTION NETTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN

(en milliers de barils par jour)

Pétrole classique	24	31
Cold Lake	139	139
Syncrude	51	39
Total de la production de pétrole brut	214	209
Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente	24	24
Total de la production de pétrole brut et de LGN	238	233

VENTES DU MÉLANGE DE COLD LAKE (en milliers de barils par jour)**200** 205**VENTES DE LGN** (en milliers de barils par jour)**40** 46**GAZ NATUREL** (en millions de pieds cubes par jour)

Production brute	580	585
Production nette	520	522
Ventes	533	522

PRIX DE VENTE MOYENS (en dollars canadiens)

Pétrole brut classique (par baril)	63.59	58.28
LGN (par baril)	42.65	35.27
Gaz naturel (pour un millier de pieds cubes)	9.40	7.02
Pétrole brut de référence d'Edmonton (par baril)	68.88	62.63
Pétrole brut lourd à Hardisty (Bow River, par baril)	40.26	39.49

VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS (en millions de litres par jour)

Essence	30.9	32.2
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	29.0	30.2
Mazout lourd	5.3	5.3
Huiles lubrifiantes et autres produits	6.7	5.5
Ventes nettes inscrites de produits pétroliers	71.9	73.2
Ventes en vertu de conventions d'achat et de vente	13.8	15.0
Total des ventes de produits pétroliers	85.7	88.2

DÉBIT TOTAL DES RAFFINERIES (en millions de litres par jour)**77.3** 76.5**UTILISATION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE (%)****97** 96**VENTES DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES****3.1** 3.3

(en milliers de tonnes par jour)

DONNÉES SUR LES ACTIONNAIRES, LA NÉGOCIATION ET LE RENDEMENT

(sans vérification)

Trimestres terminés

les 31 mars

2006 2005**RENDEMENT DU CAPITAL MOYEN UTILISÉ a)**

(sur quatre trimestres) (en pourcentage)

35.2 25.7**RENDEMENT DE LA MOYENNE DES CAPITAUX PROPRES**

(sur quatre trimestres) (en pourcentage)

43.2 31.8**COUVERTURE DE L'INTÉRÊT PAR LE BÉNÉFICE**

(sur quatre trimestres) (nombre de fois couvert)

88.9 77.2**ACTIONNARIAT**

Actions en circulation (en milliers)

Moyenne pondérée mensuellement

330,962 348,291

Au 31 mars

327,961 345,887

Nombre d'actionnaires

Au 31 mars

13,926 14,773**COURS DE L'ACTION**

Bourse de Toronto (en dollars canadiens)

Haut

126.85 94.33

Bas

106.07 67.51

À la clôture le 31 mars

125.74 92.02

American Stock Exchange (en dollars américains)

Haut

110.00 77.20

Bas

91.61 54.80

À la clôture le 31 mars

107.56 76.14

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

Renseignements sur les dividendes et l'achat d'actions

	2006	2006	2006	2007
	2 ^e trimestre	3 ^e trimestre	4 ^e trimestre	1 ^e trimestre
Date de déclaration de dividende	23 mai	29 août	20 novembre	14 février
Date de clôture des registres	6 juin	8 septembre	5 décembre	2 mars
Date de paiement des dividendes	1 ^{er} juillet	1 ^{er} octobre	1 ^{er} janvier 2007	1 ^{er} avril
Date limite d'achat d'actions (date limite de datation et de réception du chèque destiné à l'achat d'actions)	16 juin	15 septembre	13 décembre	19 mars
Date d'investissement (date à laquelle la compagnie place les fonds du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions)	4 juillet	2 octobre	2 janvier 2007	2 avril

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
P.O. Box 2480, Station 'M'
Calgary, Alberta
Canada, T2P 3M9

