



Rapport trimestriel 3

NEUF MOIS TERMINÉS LE 30 SEPTEMBRE 2006

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

Calgary, le 31 octobre 2006 – L'Impériale a annoncé aujourd'hui un bénéfice net pour le troisième trimestre de 822 M\$ (0,84 \$ par action) contre 652 M\$ (0,64 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2005. Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2006 s'est élevé à 2 250 M\$ (2,28 \$ par action) contre 1 584 M\$ (1,53 \$ par action) pour les neuf premiers mois de 2005.

Les principaux facteurs à l'origine de la hausse du bénéfice du troisième trimestre par rapport à celui du trimestre correspondant de 2005 ont été l'augmentation des prix touchés pour le bitume de Cold Lake et le pétrole brut et la production record enregistrée à Cold Lake. Les résultats ont aussi profité d'une diminution des charges liées à la rémunération à base d'actions et de la réduction des frais d'exploitation par suite surtout de la diminution du coût de l'énergie. Ces facteurs ont été en partie annulés par le recul du prix touché pour le gaz naturel et la baisse de la production de pétrole brut classique. L'élargissement des marges de commercialisation et sur les produits pétrochimiques a été pour ainsi dire annulé par la contraction des marges de raffinage dans l'ensemble du secteur. L'appréciation du dollar canadien a en outre eu un effet négatif sur les résultats.

Les dépenses en immobilisations et d'exploration du troisième trimestre se sont chiffrées à 263 M\$ contre 395 M\$ pour le trimestre correspondant de 2005. Pour les neuf premiers mois de 2006, ces dépenses se sont élevées à 868 M\$ contre 1 073 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. Au troisième trimestre de 2006, la compagnie a racheté plus de 11 millions d'actions pour 468 M\$. Au 30 septembre, le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie atteignait 1 857 M\$ contre 1 661 M\$ à la fin de 2005.

« L'accroissement de la production de pétrole brut et du débit des raffineries nous a permis de tirer parti d'un contexte commercial favorable qui s'est maintenu pendant une bonne partie du trimestre, a déclaré le président du Conseil, président et chef de la direction de l'Impériale, Tim Hearn. Le fléchissement du prix des marchandises à la fin du trimestre a donné du répit aux consommateurs. Notre activité est de nature cyclique, d'où l'importance de maintenir une approche cohérente en matière d'investissement et l'attention qu'il faut sans cesse porter à l'encadrement des coûts, deux choses qui font partie intégrante de la stratégie de l'Impériale, » a renchéri M. Hearn.

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 pancanadien qui comprend près de 2 000 points de vente.

Faits saillants

Production record à Cold Lake

La production de bitume à Cold Lake, l'installation d'exploitation de sables pétrolifères in situ en propriété exclusive de la compagnie, a atteint le sommet de 158 000 barils par jour au cours du trimestre. Cette production surpasse le record trimestriel précédent de 157 000 barils par jour atteint au deuxième trimestre de 2006. L'augmentation enregistrée s'explique par la nature cyclique de la production de Cold Lake et le volume accru de la production attribuable à la campagne de forage d'extension en cours.

L'Impériale franchit les dernières étapes réglementaires prévues pour la production et la vente de carburant diesel à très faible teneur en soufre.

La réglementation du gouvernement fédéral exigeait que la teneur en soufre du carburant diesel soit abaissée par étapes au point de production et au point de vente : soit de 97 % pour atteindre 15 parties par million (ppm) au point de production le 1^{er} juin 2006, puis aux points de vente, de manière à être ramenée à 22 ppm le 1^{er} septembre 2006 et à 15 ppm le 15 octobre 2006. L'Impériale a été en mesure de satisfaire à ces exigences dans toutes ses installations au Canada. La compagnie a investi environ 500 M\$ dans ce projet, qui a été réalisé sans dépassement budgétaire et sans qu'aucun accident n'ait entraîné d'arrêt de travail après plus de trois millions d'heures travaillées.

Le forage d'un puits d'exploration démarre dans le bassin Orphan

L'Impériale et ses partenaires ont entrepris le forage de leur premier puits d'exploration dans le bassin Orphan, au large de la côte est de Terre-Neuve. L'Impériale détient une participation de 15 % dans huit licences d'exploration de ce bassin en eau profonde.

Le point sur la troisième phase d'agrandissement de Syncrude

Au cours du trimestre, Syncrude a remis en route les installations de la troisième phase de son agrandissement, après avoir dû les fermer temporairement en début d'année. L'alimentation en bitume de la nouvelle unité de cokéfaction, d'une capacité de traitement de 100 000 barils par jour, a recommencé à la fin d'août. C'est la troisième en exploitation à cet endroit. L'activité a repris graduellement dans les semaines qui ont suivi, l'alimentation ayant atteint 95 000 barils par jour à la fin du troisième trimestre. L'Impériale a une participation de 25 % dans la coentreprise d'exploitation des sables pétrolifères Syncrude.

Progrès du projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl

Les audiences publiques sur le projet d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl, qui vise à extraire 300 000 barils de bitume par jour au nord-est de Fort McMurray, doivent débuter le 6 novembre, sous la gouverne d'un comité fédéral-provincial. L'Impériale détient une participation d'environ 70 % dans ce projet et serait chargée de son exploitation. ExxonMobil possède la participation restante. La décision des autorités réglementaires est attendue pour le début de l'année prochaine.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

FAITS SAILLANTS DE NATURE FINANCIÈRE (sans vérification)

| | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les 30 septembre | |
|---|-----------------------|-------|-------------------------------------|-------|
| | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 |
| Bénéfice net (en millions de dollars, selon les PCGR des États-Unis) | | | | |
| Ressources naturelles | 617 | 592 | 1 768 | 1 337 |
| Produits pétroliers | 149 | 171 | 410 | 431 |
| Produits chimiques | 38 | 12 | 108 | 89 |
| Comptes non sectoriels | 18 | (123) | (36) | (273) |
| Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis) | 822 | 652 | 2 250 | 1 584 |
| Flux de trésorerie d'exploitation | 1 640 | 1 385 | 2 528 | 2 155 |
| Dépenses en immobilisations et d'exploration | 263 | 395 | 868 | 1 073 |
| Données par action (en dollars) a) | | | | |
| Bénéfice net de base | 0,84 | 0,64 | 2,29 | 1,54 |
| Bénéfice net dilué | 0,84 | 0,64 | 2,28 | 1,53 |
| Dividendes | 0,08 | 0,08 | 0,24 | 0,23 |
| Cours de clôture de l'action les 30 septembre | | | | |
| Bourse de Toronto (en dollars canadiens) | | | 37,47 | 44,67 |
| American Stock Exchange (en dollars américains) | | | 33,55 | 38,35 |

a) Compte tenu de la division par trois de l'action

RAPPORT DE GESTION

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le bénéfice net du deuxième trimestre de la compagnie s'est élevé à 822 M\$ (0,84 \$ par action) sur une base diluée, contre 652 M\$ (0,64 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2005. Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2006 s'est dégagé à 2 250 M\$ (2,28 \$ par action) sur une base diluée, contre 1 584 M\$ (1,53 \$ par action) pour les neuf premiers mois de 2005.

Le bénéfice du troisième trimestre a été supérieur à celui du trimestre correspondant de 2005, par suite principalement d'une hausse des prix obtenus pour le bitume de Cold Lake et le pétrole brut, qui a apporté environ 110 M\$ aux résultats, et d'une production record à Cold Lake, qui a ajouté environ 55 M\$. Les résultats ont aussi profité d'une diminution d'environ 135 M\$ des charges liées à la rémunération à base d'actions et d'une baisse des frais d'exploitation d'environ 40 M\$, par suite surtout d'une réduction du coût de l'énergie. Ces facteurs ont été en partie annulés par des ventes de gaz naturel qui ont rapporté environ 55 M\$ de moins et un recul de la production de pétrole brut classique, qui a retranché environ 45 M\$ des résultats. L'élargissement des marges de commercialisation et sur les produits pétrochimiques a été pour ainsi dire annulé par la contraction des marges de raffinage sectorielles. L'appréciation du dollar canadien a aussi soustrait environ 75 M\$ des résultats.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Pour les neuf premiers mois, l'augmentation des prix obtenus dans le secteur des ressources naturelles et l'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation ont ajouté environ 765 M\$ aux résultats par rapport à la période correspondante de 2005. Les résultats ont aussi bénéficié d'une baisse d'environ 220 M\$ des charges liées à la rémunération à base d'actions et d'une réduction d'environ 125 M\$ de la charge d'impôts. Ces facteurs positifs ont été en partie annulés par l'appréciation du dollar canadien, qui a retranché environ 225 M\$ des résultats, par une hausse d'environ 100 M\$ au titre des dépenses d'entretien systématique des raffineries et de projets d'immobilisations, par la part accrue du pétrole lourd dans la production des ressources, qui a retranché environ 70 M\$, et par la hausse d'environ 60 M\$ des frais d'exploitation à Syncrude et ailleurs.

Ressources naturelles

Pour le troisième trimestre, le bénéfice net tiré des ressources naturelles s'est établi à 617 M\$ contre 592 M\$ pour la période correspondante de 2005. Le bénéfice a augmenté par suite principalement de la hausse des prix obtenus pour le bitume de Cold Lake et le pétrole brut, qui a ajouté environ 110 M\$ aux résultats, et de la production record de Cold Lake au troisième trimestre, qui a ajouté environ 55 M\$. Ces éléments favorables ont été en partie annulés par l'incidence négative de la montée du dollar canadien, qui a amputé les résultats d'environ 60 M\$, par la baisse du prix touché pour le gaz naturel, qui a retranché environ 55 M\$, et par le recul de la production de pétrole brut classique et de liquides du gaz naturel (LGN), qui a soustrait environ 45 M\$.

Le bénéfice net des neuf premiers mois s'est dégagé à 1 768 M\$, en hausse de 431 M\$ par rapport à la même période de l'exercice précédent. Les montants touchés à la vente du bitume de Cold Lake et du pétrole brut ont augmenté d'environ 570 M\$ par rapport aux neuf premiers mois de 2005. Ces éléments favorables ont été en partie annulés par l'incidence négative de la montée du dollar canadien, qui a amputé les résultats d'environ 165 M\$, et par la hausse des frais d'exploitation d'environ 60 M\$, à la suite principalement de la hausse des coûts à Syncrude. Les volumes de production des ressources naturelles ont reculé par suite d'un effet mixte, la baisse de la production de pétrole brut classique qui a retranché environ 140 M\$ ayant été en partie effacée par la production accrue de bitume de Cold Lake et de Syncrude, qui a ajouté environ 70 M\$. La charge d'impôts des neuf premiers mois a diminué d'environ 150 M\$, du fait principalement de la réduction des taux d'imposition des gouvernements fédéral et albertain.

Alors que, en dollars américains, le prix du pétrole Brent a progressé en moyenne de 13 % au cours du troisième trimestre et de 25 % au terme des neuf premiers mois par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent, le prix que la compagnie a obtenu pour son pétrole brut classique a monté de moins de 1 % et de 11 % respectivement, du fait de la montée du dollar canadien principalement. En 2006, le prix moyen obtenu pour le bitume de Cold Lake a augmenté de plus de 10 % au troisième trimestre et de plus de 40 % au cours des neuf premiers mois, l'écart entre le prix du brut léger et du bitume de Cold Lake s'étant rapproché de sa tendance historique.

Le prix touché pour le gaz naturel a été en moyenne de 6,29 \$ le millier de pieds cubes au troisième trimestre, contre 8,80 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse étant principalement attribuable à la montée des stocks de gaz naturel dans l'ensemble du secteur. Pour les neuf premiers mois, le prix obtenu pour le gaz naturel s'est élevé en moyenne à 7,42 \$ le millier de pieds cubes en 2006, contre 7,86 \$ pour la période correspondante de 2005.

RAPPORT DE GESTION (suite)

La production brute de pétrole brut et de LGN s'est élevée à 281 000 barils par jour, contre 250 000 au troisième trimestre de 2005. Pour les neuf premiers mois de l'exercice en cours, la production brute de pétrole brut et de LGN s'est établie en moyenne à 273 000 barils par jour, contre 258 000 pour la période correspondante de 2005.

La production brute de bitume de Cold Lake a atteint un sommet de 158 000 barils par jour au troisième trimestre, contre 123 000 pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de l'exercice en cours, cette production s'est élevée à 155 000 barils par jour contre 137 000 pour la période correspondante de 2005, l'augmentation étant due à la nature cyclique de la production de Cold Lake et aux quantités accrues d'hydrocarbures provenant de la campagne de forage d'extension en cours.

La part de la production brute de Syncrude revenant à la compagnie s'est chiffrée à 71 000 barils par jour au troisième trimestre, contre 59 000 pour la période correspondante de l'exercice précédent. La production accrue est venue de la nouvelle unité de cokéfaction de la troisième phase du projet d'agrandissement. Au cours des neuf premiers mois, la part de la production brute de Syncrude revenant à la compagnie s'est établie en moyenne à 61 000 barils par jour en 2006, contre 52 000 pour la période correspondante de 2005. L'accroissement de la production s'explique par la diminution des travaux d'entretien au cours des neuf premiers mois de 2006.

Au cours du troisième trimestre et des neuf premiers mois de l'exercice en cours, la production brute de pétrole classique s'est établie en moyenne à 31 000 et 32 000 barils par jour respectivement, contre 35 000 et 38 000 barils pour les périodes correspondantes de 2005. Cette baisse s'explique avant tout par la diminution naturelle du rendement des gisements du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et la cession de propriétés productrices.

La production brute de LGN mis en vente s'est élevée à 21 000 barils par jour au troisième trimestre, contre 33 000 au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de 2006, elle a régressé pour se situer à 25 000 barils par jour contre 31 000 pour la période correspondante de 2005, par suite surtout de la baisse de la teneur en LGN du gaz produit à Wizard Lake.

La production brute de gaz naturel du troisième trimestre de 2006 a diminué pour s'établir à 560 millions de pieds cubes par jour contre 579 millions au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de l'exercice en cours, la production brute s'est élevée à 566 millions de pieds cubes par jour contre 580 millions pour les neuf premiers mois de 2005. La baisse de la production est avant tout imputable à la diminution naturelle du rendement des gisements du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Au cours du trimestre, Syncrude a remis en route les installations de la troisième phase de son agrandissement, qui avaient été arrêtées temporairement au début de l'exercice. La charge de bitume a été réintroduite dans la nouvelle unité de cokéfaction à la fin d'août. La reprise graduelle de l'alimentation dans les semaines qui ont suivi avait atteint 95 000 barils par jour à la fin du troisième trimestre.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Produits pétroliers

Pour le troisième trimestre de 2006, le bénéfice net tiré des produits pétroliers s'est élevé à 149 M\$ contre 171 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'élargissement des marges de commercialisation n'a pas suffi à compenser la contraction des marges de raffinage en regard de ce qu'elles avaient été au troisième trimestre de 2005.

Le bénéfice net des neuf premiers mois s'est dégagé à 410 M\$ contre 431 M\$ pour la période correspondante de 2005. L'élargissement des marges de raffinage et de commercialisation a été en partie annulé par l'accroissement des travaux d'entretien systématique des raffineries et par les activités liées au projet de fabrication de carburant diesel à très faible teneur en soufre, ce qui a pesé sur la production et les charges des raffineries en amputant les résultats d'environ 100 M\$ par rapport à l'exercice précédent. Les résultats ont aussi subi les contrecoups d'une appréciation du dollar canadien, qui a retranché environ 60 M\$, et d'une hausse des charges d'impôt de 25 M\$.

Produits chimiques

Pour le troisième trimestre, le bénéfice net tiré des produits chimiques s'est élevé à 38 M\$, en hausse de 26 M\$ en regard de la même période de l'exercice précédent, du fait principalement de l'élargissement des marges sectorielles sur tous les produits. Le bénéfice net des neuf premiers mois s'est dégagé à 108 M\$, en hausse de 19 M\$ par rapport à la période correspondante de 2005. L'élargissement des marges sectorielles sur le polyéthylène et les produits intermédiaires a été le principal facteur à l'origine de la progression du bénéfice.

Comptes non sectoriels

Pour le troisième trimestre, les résultats nets des comptes non sectoriels ont affiché un solde positif de 18 M\$ contre un solde négatif de 123 M\$ pour la période correspondante de 2005. Les résultats nets des neuf premiers mois ont affiché un solde négatif de 36 M\$, qui était de 273 M\$ l'exercice précédent, l'amélioration enregistrée étant attribuable principalement à la baisse des charges liées à la rémunération à base d'actions.

TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Pour le troisième trimestre de 2006, les flux de trésorerie d'exploitation se sont élevés à 1 640 M\$ contre 1 385 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie d'exploitation se sont établis à 2 528 M\$ contre 2 155 M\$ pour les neuf premiers mois de 2005. L'augmentation des flux de trésorerie enregistrée au cours du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2006 s'explique avant tout par la montée du bénéfice net et la baisse du solde des comptes débiteurs, le tout ayant été en partie annulé par la diminution du solde des comptes créditeurs. Le repli du prix du pétrole brut vers la fin du troisième trimestre de 2006 a contribué à réduire les soldes des comptes débiteurs et créditeurs. Le recul des achats de pétrole brut et de produits pétroliers et le calendrier des dépenses ont en outre influé sur le solde des comptes créditeurs.

Les dépenses en immobilisations et d'exploration du troisième trimestre se sont élevées à 263 M\$, contre 395 M\$ pour la période correspondante de 2005, et à 868 M\$ pour les neuf premiers mois de 2006, contre 1 073 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Dans le secteur des ressources, ces dépenses ont servi principalement à maintenir et à accroître la capacité de production de Syncrude et de Cold Lake. Dans le secteur des produits pétroliers, les dépenses en immobilisations ont été affectées avant tout à l'accroissement de l'efficacité opérationnelle, à la réduction de la teneur en soufre du carburant diesel et à la modernisation du réseau de détail Esso.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Au cours du troisième trimestre de 2006, la compagnie a racheté plus de 11 millions d'actions pour 468 M\$. Dans le cadre du programme de rachat d'actions en cours, qui a débuté le 23 juin 2006, la compagnie a racheté environ 13 millions d'actions et peut en racheter encore 36 millions avant le 22 juin 2007, date d'échéance du présent programme.

Des dividendes en espèces de 238 M\$ ont été versés au cours des neuf premiers mois de 2006, contre 236 M\$ pour la période correspondante de 2005. Le dividende par action servi les trois premiers trimestres de 2006 a été de 0,24 \$ contre 0,23 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les facteurs précités ont eu pour effet d'accroître le solde de l'encaisse et des titres négociables de la compagnie qui, au 30 septembre 2006, se situait à 1 857 M\$ contre 1 661 M\$ à la fin de 2005.

NORME COMPTABLE PUBLIÉE DERNIÈREMENT

En juin 2006, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié l'interprétation FIN 48 intitulée *Accounting for Uncertainty in Income Taxes*. Il s'agit d'une interprétation du Statement 109 du FASB intitulé *Accounting for Income Taxes* que la compagnie doit adopter au plus tard le 1^{er} janvier 2007. L'interprétation FIN 48 prescrit un modèle général de constatation, de mesure, de présentation et de publication, dans les états financiers, des positions fiscales incertaines que la compagnie a prises ou compte prendre dans ses déclarations fiscales. La compagnie évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'interprétation FIN 48.

En septembre 2006, le FASB a publié le *Statement of Financial Accounting Standards No. 158* (SFAS 158), intitulé *Employers' Accounting for Defined Benefit Pension and Other Postretirement Plans, an amendment to FASB Statements No. 87, 88, 106 and 132(R)*. Le SFAS 158 exige qu'un employeur constate toute surcapitalisation ou sous-capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite comme un actif ou un passif dans son bilan et qu'il constate les variations de cette capitalisation dans l'exercice au cours duquel les variations se produisent, dans les variations des capitaux propres non liées aux propriétaires. La norme exige aussi la publication, dans les notes afférentes aux états financiers, de renseignements complémentaires concernant certaines incidences sur les coûts nets périodiques des prestations du prochain exercice découlant du report de la constatation de gains ou de pertes, du coût des services passés et d'un actif ou d'une obligation transitoire. La compagnie doit adopter le SFAS 158 dans les états financiers de l'exercice se terminant le 31 décembre 2006 et évalue actuellement l'incidence de son adoption.

Selon les soldes des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2005, nous prévoyons que le coût des prestations constituées augmenterait d'environ 600 M\$. Compte tenu de l'incidence des changements dans la charge d'impôts futurs et les autres comptes du bilan, les capitaux propres auraient diminué d'environ 450 M\$. Nous ne nous attendons pas à ce que l'incidence soit sensiblement différente au 31 décembre 2006. La norme n'aura pas d'incidence sur les bénéfices de la compagnie ni sur ses flux de trésorerie.

Compagnie Pétrolière Impériale Ltée

INFORMATION QUANTITATIVE ET QUALITATIVE SUR LES RISQUES DE MARCHÉ

L'information sur les risques de marché pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 ne diffère pas sensiblement de celle qui figure à la page 32 du rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 et dans les rapports intermédiaires des trimestres terminés le 30 mars 2006 et le 30 juin 2006, hormis pour ce qui suit :

| | |
|--|-----------|
| Sensibilité des résultats a) en millions de dollars après impôts | |
| Diminution (augmentation) de 0,09 \$ de la valeur du dollar CA par rapport au dollar US | + (-) 325 |

La sensibilité du bénéfice net aux variations du dollar canadien vis-à-vis du dollar américain s'est accrue depuis le deuxième trimestre de 2006 d'environ 12 M\$ après impôts pour chaque variation de 0,01 \$. Cette sensibilité accrue s'explique avant tout par l'augmentation du prix du pétrole brut et l'élargissement des marges de raffinage sectorielles.

a) Le montant servant à illustrer l'incidence de ce facteur correspond à une variation d'environ 10 % de la valeur de la monnaie en question à la fin du troisième trimestre de 2006. Chaque calcul de la sensibilité indique l'incidence sur le bénéfice net de la variation de ce facteur, après impôts et redevances, toutes choses étant égales par ailleurs. Bien que cette sensibilité s'applique aux conditions actuelles, elle pourrait 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, la demande de pétrole et de gaz, la négociation d'ententes commerciales ou 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 | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les | |
| | 2006 | 2005 | 30 septembre | 2005 |
| PRODUITS ET AUTRES REVENUS | | | | |
| Produits d'exploitation a) b) | 6 612 | 7 683 | 19 002 | 20 333 |
| Revenus de placement et d'autres sources 5) | 39 | 28 | 155 | 138 |
| TOTAL DES PRODUITS ET AUTRES REVENUS | 6 651 | 7 711 | 19 157 | 20 471 |
| CHARGES | | | | |
| Exploration | 5 | 10 | 18 | 37 |
| Achats de pétrole brut et de produits b) | 3 832 | 4 856 | 10 834 | 12 745 |
| Production et fabrication 6) | 772 | 841 | 2 619 | 2 406 |
| Frais de vente et frais généraux 6) | 276 | 495 | 891 | 1 278 |
| Taxe d'accise fédérale a) | 336 | 336 | 954 | 966 |
| Amortissement et épuiement | 197 | 217 | 627 | 672 |
| Frais de financement 7) | 3 | (2) | 10 | 8 |
| TOTAL DES CHARGES | 5 421 | 6 753 | 15 953 | 18 112 |
| BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES | 1 230 | 958 | 3 204 | 2 359 |
| IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES | 408 | 306 | 954 | 775 |
| BÉNÉFICE NET 4) | 822 | 652 | 2 250 | 1 584 |
| | | | | |
| BÉNÉFICE NET DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 10) | 0,84 | 0,64 | 2,29 | 1,54 |
| BÉNÉFICE NET DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 10) | 0,84 | 0,64 | 2,28 | 1,53 |
| DIVIDENDES PAR ACTION ORDINAIRE (en dollars) 10) | 0,08 | 0,08 | 0,24 | 0,23 |
| | | | | |
| a) Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation | 336 | 336 | 954 | 966 |
| | | | | |
| 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 » et n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net. 3) | - | 1 413 | - | 3 506 |

| ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE | | | | | |
|--|--------------|-----------------------|----------------|--|------|
| (selon les PCGR des États-Unis, sans vérification) | | | | | |
| rentrées (sorties) en millions de dollars canadiens | | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les 30 septembre | |
| | | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 |
| ACTIVITÉS D'EXPLOITATION | | | | | |
| Bénéfice net | 822 | 652 | 2 250 | 1 584 | |
| Ajustement au titre d'éléments hors trésorerie : | | | | | |
| Amortissement et épuisement | 197 | 217 | 627 | 672 | |
| (Gain) perte à la vente d'actifs, après impôts 5) | (7) | (5) | (61) | (62) | |
| Impôts sur les bénéfices futurs et autres | 60 | (162) | 17 | (313) | |
| Variation de l'actif et du passif d'exploitation : | | | | | |
| Comptes débiteurs | 272 | (271) | 292 | (451) | |
| Stocks et frais payés d'avance | (54) | (32) | (263) | (391) | |
| Impôts sur les bénéfices à payer | 284 | 414 | (11) | 226 | |
| Comptes créditeurs | 30 | 484 | (97) | 1 027 | |
| Autres postes - montant net a) | 36 | 88 | (226) | (137) | |
| FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION | 1 640 | 1 385 | 2 528 | 2 155 | |
| ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT | | | | | |
| Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles | (258) | (385) | (850) | (1 036) | |
| Produit de la vente d'actifs | 20 | 9 | 154 | 114 | |
| Prêts à une société par actions | 2 | - | - | - | |
| FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT | (236) | (376) | (696) | (922) | |
| ACTIVITÉS DE FINANCEMENT | | | | | |
| Dette à court terme - montant net | - | - | 72 | 18 | |
| Remboursement de la dette à long terme | - | (1) | (72) | (21) | |
| Émission d'actions ordinaires dans le cadre du régime d'options sur actions | 3 | 10 | 7 | 29 | |
| Actions ordinaires rachetées 10) | (468) | (565) | (1 405) | (1 367) | |
| Dividendes versés | (79) | (82) | (238) | (236) | |
| FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT | (544) | (638) | (1 636) | (1 577) | |
| AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE | 860 | 371 | 196 | (344) | |
| ENCAISSE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE | 997 | 564 | 1 661 | 1 279 | |
| ENCAISSE À LA FIN DE LA PÉRIODE | 1 857 | 935 | 1 857 | 935 | |
| a) Comprend la cotisation aux régimes enregistrés de retraite | (13) | (4) | (369) | (346) | |

| BILAN CONSOLIDÉ | | |
|--|-------------------------------|-----------------------|
| (selon les PCGR des États-Unis, sans vérification) | | |
| | Au 30 sept. 2006 | Au 31 déc. 2005 |
| en millions de dollars canadiens | | |
| ACTIF | | |
| Actif à court terme | | |
| Encaisse | 1 857 | 1 661 |
| Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives | 1 782 | 2 073 |
| Stocks de pétrole brut et de produits | 716 | 481 |
| Matières, fournitures et charges payées d'avance | 158 | 130 |
| Actif d'impôts futurs | 637 | 654 |
| Total de l'actif à court terme | 5 150 | 4 999 |
| Placements, participations et autres actifs à long terme | 114 | 94 |
| Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement | 22 176 | 21 526 |
| Immobilisations corporelles - montant net | 11 887 | 11 394 |
| Écart d'acquisition | 204 | 204 |
| Autres actifs incorporels - montant net | 151 | 153 |
| TOTAL DE L'ACTIF | 15 908 | 15 582 |
| PASSIF | | |
| Passif à court terme | | |
| Dette à court terme | 171 | 99 |
| Comptes créditeurs et charges à payer 9) | 3 070 | 3 170 |
| Impôts sur les bénéfices à payer | 1 399 | 1 399 |
| Tranche à moins d'un an de la dette à long terme 8) | 907 | 477 |
| Total du passif à court terme | 5 547 | 5 145 |
| Dette à long terme 8) | 361 | 863 |
| Autres obligations à long terme 9) | 1 520 | 1 728 |
| Passif d'impôts futurs | 1 230 | 1 213 |
| TOTAL DU PASSIF | 8 658 | 8 949 |
| CAPITAUX PROPRES | | |
| Actions ordinaires à la valeur attribuée 10) a) | 1 692 | 1 747 |
| Bénéfices non répartis 11) | 6 138 | 5 466 |
| Autres variations cumulatives des capitaux propres non liées aux propriétaires 12) | (580) | (580) |
| TOTAL DES CAPITAUX PROPRES | 7 250 | 6 633 |
| TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES | 15 908 | 15 582 |

a) Le nombre d'actions ordinaires en circulation était de 963 millions (998 millions en 2005).

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 31 octobre 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 doivent 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 30 septembre 2006 et au 31 décembre 2005, ainsi que des résultats d'exploitation et des variations des flux de trésorerie des trimestres et des neuf mois terminés les 30 septembre 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 et des neuf mois terminés le 30 septembre 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. Modification comptable au titre des 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 aux paiements 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 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 paiements à base d'actions de 2005, 2004 et 2003 a été constatée dans l'état consolidé des résultats 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.

Régimes d'intéressement à base d'actionsUnités d'intéressement, unités d'actions à dividende différé et unités d'actions subalternes

Les unités d'intéressement n'ont de valeur que si le cours des actions ordinaires de la compagnie au moment de l'exercice d'une unité est supérieur au cours de ces actions au moment de l'émission de l'unité, compte tenu des ajustements au titre des fractionnements d'actions. Le prix d'émission des unités d'intéressement correspond au cours de clôture correspond au cours de clôture des actions de la compagnie à la Bourse de Toronto à la date d'attribution. Jusqu'à 50 % des unités peuvent être exercées un an après leur émission, une tranche supplémentaire de 25 % après deux ans et la tranche restante de 25 %, après trois ans. Les unités d'intéressement peuvent être exercées dans un délai de dix ans à compter de leur émission et elles peuvent venir à échéance avant pour un motif de cessation d'emploi autre que la retraite, le décès ou l'invalidité.

Le régime d'unités d'actions à dividende différé est offert à certains dirigeants et certains administrateurs non salariés. Les dirigeants peuvent choisir de toucher la totalité ou une partie de leur prime de rendement sous cette forme et les administrateurs non salariés peuvent en faire autant avec leurs jetons de présence. Le nombre d'unités attribuées à un dirigeant correspond au montant de la prime qu'il a choisi de recevoir sous forme d'unités d'actions à dividende différé divisé par la moyenne des cours de clôture de l'action de la compagnie à la Bourse de Toronto pour les cinq jours de bourse consécutifs qui précèdent la date à laquelle la prime aurait été versée. Le nombre d'unités attribuées à un administrateur non salarié à la fin de chaque trimestre civil correspond au montant des jetons de présence de l'administrateur pour ce trimestre qu'il a choisi de recevoir sous forme d'unités d'actions à dividende différé, divisé par la moyenne des cours de clôture des actions de la compagnie pour les cinq jours de bourse consécutifs précédant le dernier jour du trimestre civil. Des unités additionnelles sont attribuées en fonction du quotient du dividende en espèces payé sur les actions de la compagnie par le cours de clôture moyen immédiatement avant la date de paiement de ce dividende, quotient qui est ensuite multiplié par le nombre d'unités d'actions à dividende différé que possède le bénéficiaire, ajusté en fonction des fractionnements d'actions.

Pour exercer les unités d'actions à dividende différé, leur bénéficiaire doit avoir cessé de travailler à la compagnie dans le cas d'un dirigeant ou avoir démissionné dans le cas d'un administrateur, et il doit les exercer au plus tard le 31 décembre de l'année qui suit son départ ou sa démission. À la date d'exercice, la valeur en argent à recevoir pour les unités est déterminée d'après le cours de clôture moyen des actions de la compagnie pour les cinq jours de bourse consécutifs qui précèdent la date d'exercice, ajusté en fonction des fractionnements d'actions.

Aux termes du régime d'unités d'actions subalternes, chaque unité donne à son bénéficiaire le droit conditionnel de recevoir de la compagnie, à l'exercice de l'unité, un montant équivalant à la moyenne sur cinq jours des cours de clôture des actions ordinaires de la compagnie à la Bourse de Toronto aux dates d'exercice ou juste après. Dans les trois ans qui suivent la date de leur attribution, 50 % des unités sont exercées, le reste étant exercé sept ans après la date d'attribution. La date d'exercice des unités attribuées de 2002 à 2005 est passée du 31 décembre au 4 décembre dans le cas des unités qui seront exercées en 2006 et les années suivantes. Pour ce qui est des unités attribuées en 2002, 2003, 2004 et 2005 devant être exercées après la division par trois des actions de la compagnie survenue en mai 2006, la compagnie a fait savoir qu'elle multipliera par trois la somme en argent ou le nombre d'actions à émettre par unité.

Toutes les unités doivent être réglées en argent à une exception près. Le régime des unités d'actions subalternes a été modifié dans le cas des unités attribuées en 2003 et les années suivantes et offre désormais au bénéficiaire la possibilité de recevoir une action ordinaire de la compagnie par unité ou de se faire régler en argent les unités devant être exercées au septième anniversaire de la date d'attribution.

Conformément à la norme SFAS 123R, la compagnie comptabilise ces unités selon la méthode de la juste valeur, qui est la même méthode comptable que selon la norme SFAS 123. La juste valeur des attributions sous la forme d'unités d'intéressement, d'unités d'actions à dividende différé et d'unités d'actions subalternes correspond au cours de l'action. Selon cette méthode, la charge de rémunération liée aux unités de ces régimes est mesurée à chaque période de déclaration en fonction du cours actuel de l'action de la compagnie et répartie sur la période d'acquisition dans l'état consolidé des résultats.

Le tableau qui suit résume l'information sur ces unités pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 :

| | Unités d'intéres- sement a) | Unités d'actions à dividende différé a) | Unités d'actions subalternes a) |
|-------------------------------------|-----------------------------------|--|------------------------------------|
| En circulation au 31 décembre 2005 | 10 884 891 | 138 567 | 10 556 730 |
| Attribuées | - | 5 113 | - |
| Exercées | (1 478 496) | (60 781) | (1 185 705) |
| Annulées ou ajustées | (900) | - | (6 851) |
| En circulation au 30 septembre 2006 | <u>9 405 495</u> | <u>82 899</u> | <u>9 364 174</u> |

a) Représente le nombre d'unités attribuées après le fractionnement d'actions en 2006, majoré du nombre d'unités attribuées avant le fractionnement d'actions en 2006 et ajusté pour tenir compte des fractionnements survenus en 1998 et en 2006

Pour le troisième trimestre de 2006, il y a eu un ajustement favorable de 8 M\$ des charges de rémunération qui avaient été comptabilisées au titre de ces régimes et la charge de rémunération imputée aux résultats du troisième trimestre de 2005 au titre de ces régimes s'est établie à 128 M\$. La charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes s'est élevée à 63 M\$ et à 280 M\$ pour les neuf mois terminés les 30 septembre 2006 et 2005, respectivement. La charge d'impôts liée à cet ajustement favorable de la charge de rémunération du troisième trimestre de 2006 s'est chiffrée à 4 M\$ et l'économie d'impôts constatée dans les résultats au titre de la charge de rémunération du troisième trimestre de 2005 s'est élevée à 74 M\$. L'économie totale d'impôts constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération s'est chiffrée à 10 M\$ et à 151 M\$ pour les neuf mois terminés les 30 septembre 2006 et 2005, respectivement.

Au 30 septembre 2006, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions subalternes qui n'étaient pas acquises s'élevait à 177 M\$ au cours de l'action de la compagnie en vigueur à la fin de l'actuelle période de déclaration. La période d'acquisition moyenne pondérée des unités d'actions subalternes non acquises est de 3,1 ans. Toutes les unités des régimes d'intéressement en actions et en actions à dividende différé avaient été acquises au 30 septembre 2006.

Options sur actions

En avril 2002, dans le cadre d'un régime d'intéressement, des options sur actions ont été attribuées pour l'achat d'actions ordinaires de la compagnie au prix d'exercice de 15,50 \$ l'action (cours ajusté pour tenir compte de la division par trois de l'action). Jusqu'à 50 % des options peuvent être exercées à partir du 1er janvier 2003, une tranche supplémentaire de 25 % à partir du 1er janvier 2004 et les 25 % restants à partir du 1er janvier 2005. Les options qui n'auront pas été exercées seront échues après le 29 avril 2012. La compagnie n'a pas émis d'options sur actions à titre d'intéressement depuis 2002 et ne compte pas le faire dans l'avenir.

La compagnie a racheté des actions sur le marché pour compenser entièrement l'effet dilutif de l'exercice des options sur actions. Cette pratique devrait se poursuivre.

Comme l'autorise la norme SFAS 123, la compagnie continue de comptabiliser les options sur actions attribuées à titre incitatif en avril 2002 selon la méthode de la valeur intrinsèque. Selon cette méthode, la charge de rémunération n'est pas constatée à l'émission des options sur actions, puisque le prix d'exercice correspond au cours du marché à la date de l'attribution. Tous les droits d'options sur actions attribuées à titre incitatif avaient été acquis en date du 1er janvier 2005.

Le tableau suivant résume l'information sur les options sur actions pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2006 :

| | Moyenne pondérée | | |
|-------------------------------|------------------|---------------------------------|--|
| | Unités a) | Prix d'exercice (en dollars) b) | Durée contractuelle restante (en années) |
| Options sur actions | | | |
| En cours au 31 décembre 2005 | 6 135 000 | 15,50 | |
| Accordées | - | | |
| Exercées | (450 660) | 15,50 | |
| Annulées ou ajustées | 5 400 | | |
| En cours au 30 septembre 2006 | <u>5 689 740</u> | 15,50 | 5,5 |

a) Représente le nombre d'unités attribuées, ajusté pour tenir compte des fractionnements d'actions.

b) Ajusté pour tenir compte de la division par trois des actions.

Aucune charge de rémunération ni économie d'impôts liée aux options sur actions n'a été constatée au titre des options sur actions au cours des neuf mois terminés les 30 septembre 2006 et 2005. Les fonds touchés par suite de l'exercice d'options sur actions au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2006 se sont élevés à 7 M\$. La valeur intrinsèque globale des options sur actions exercées au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2006 s'est établie à 12 M\$, et pour le reste des options sur actions en cours, elle s'élève à 125 M\$.

3. 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 les produits et les achats. 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.

4. Résultats par secteur

| Troisièmes trimestres en millions de dollars | Ressources naturelles | | Produits pétroliers | | Produits chimiques | |
|--|---------------------------|--------------|------------------------|----------------|------------------------|--------------|
| | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 |
| PRODUITS ET AUTRES REVENUS | | | | | | |
| Ventes externes a) | 1 178 | 1 252 | 5 086 | 6 117 | 348 | 314 |
| Ventes intersectorielles | 1 090 | 977 | 570 | 498 | 87 | 92 |
| Revenus de placement et d'autres sources | - | 10 | 21 | 12 | - | - |
| | 2 268 | 2 239 | 5 677 | 6 627 | 435 | 406 |
| CHARGES | | | | | | |
| Exploration b) | 5 | 10 | - | - | - | - |
| Achats de pétrole brut et de produits | 736 | 707 | 4 535 | 5 398 | 307 | 317 |
| Production et fabrication | 453 | 480 | 271 | 306 | 49 | 56 |
| Frais de vente et frais généraux | 3 | 10 | 266 | 271 | 19 | 12 |
| Taxe d'accise fédérale | - | - | 336 | 336 | - | - |
| Amortissement et épuisement | 131 | 158 | 61 | 56 | 3 | 3 |
| Frais de financement | - | - | (2) | 1 | - | - |
| TOTAL DES CHARGES | 1 328 | 1 365 | 5 467 | 6 368 | 378 | 388 |
| BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS | | | | | | |
| SUR LES BÉNÉFICES | 940 | 874 | 210 | 259 | 57 | 18 |
| IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES | 323 | 282 | 61 | 88 | 19 | 6 |
| BÉNÉFICE NET | 617 | 592 | 149 | 171 | 38 | 12 |
| Ventes à l'exportation aux États-Unis | 585 | 440 | 233 | 233 | 193 | 182 |
| Flux de trésorerie d'exploitation | 1 236 | 1 022 | 378 | 93 | 33 | (3) |
| Dépenses en immobilisations et d'exploration b) | 183 | 243 | 63 | 133 | 5 | 5 |
| | | | | | | |
| Troisièmes trimestres en millions de dollars | Comptes non sectoriels | | Éliminations | | Chiffres consolidés | |
| | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 |
| PRODUITS ET AUTRES REVENUS | | | | | | |
| Ventes externes a) | - | - | - | - | 6 612 | 7 683 |
| Ventes intersectorielles | - | - | (1 747) | (1 567) | - | - |
| Revenus de placement et d'autres sources | 18 | 6 | - | - | 39 | 28 |
| | 18 | 6 | (1 747) | (1 567) | 6 651 | 7 711 |
| CHARGES | | | | | | |
| Exploration b) | - | - | - | - | 5 | 10 |
| Achats de pétrole brut et de produits | - | - | (1 746) | (1 566) | 3 832 | 4 856 |
| Production et fabrication | - | - | (1) | (1) | 772 | 841 |
| Frais de vente et frais généraux | (12) | 202 | - | - | 276 | 495 |
| Taxe d'accise fédérale | - | - | - | - | 336 | 336 |
| Amortissement et épuisement | 2 | - | - | - | 197 | 217 |
| Frais de financement | 5 | (3) | - | - | 3 | (2) |
| TOTAL DES CHARGES | (5) | 199 | (1 747) | (1 567) | 5 421 | 6 753 |
| BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS | | | | | | |
| SUR LES BÉNÉFICES | 23 | (193) | - | - | 1 230 | 958 |
| IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES | 5 | (70) | - | - | 408 | 306 |
| BÉNÉFICE NET | 18 | (123) | - | - | 822 | 652 |
| Ventes à l'exportation aux États-Unis | - | - | - | - | 1 011 | 855 |
| Flux de trésorerie d'exploitation | (7) | 273 | - | - | 1 640 | 1 385 |
| Dépenses en immobilisations et d'exploration b) | 12 | 14 | - | - | 263 | 395 |

- a) Comprend les ventes de pétrole 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.

5. 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 | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les | |
|--|-----------------------|------|------------------------|------|
| | 2006 | 2005 | 30 septembre 2006 | 2005 |
| Produit de la vente d'actifs | 20 | 9 | 154 | 114 |
| Valeur comptable des actifs vendus | 13 | 4 | 69 | 29 |
| Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts | 7 | 5 | 85 | 85 |
| Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts | 7 | 5 | 61 | 62 |

6. Avantages à la retraite

Les composantes du coût net des prestations compris dans les postes production et fabrication et frais de vente et frais généraux, dans l'état consolidé des résultats, se détaillent de la façon suivante :

| en millions de dollars | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les | |
|---|-----------------------|------|------------------------|-------|
| | 2006 | 2005 | 30 septembre 2006 | 2005 |
| Prestations de retraite : | | | | |
| Coût des services rendus de la période | 25 | 22 | 75 | 65 |
| Intérêts débiteurs | 60 | 60 | 179 | 180 |
| Rendement attendu de l'actif des régimes | (75) | (64) | (225) | (192) |
| Amortissement du coût des services passés | 5 | 6 | 15 | 18 |
| Perte actuarielle constatée | 29 | 21 | 86 | 63 |
| Coût net des prestations | 44 | 45 | 130 | 134 |
| Autres avantages à la retraite : | | | | |
| Coût des services rendus de la période | 2 | 2 | 6 | 6 |
| Intérêts débiteurs | 6 | 6 | 18 | 18 |
| Perte actuarielle constatée | 2 | 1 | 6 | 4 |
| Coût net des prestations | 10 | 9 | 30 | 28 |

7. Frais de financement

| en millions de dollars | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les | |
|--------------------------------|-----------------------|------|------------------------|------|
| | 2006 | 2005 | 30 septembre 2006 | 2005 |
| Intérêts sur la dette | 17 | 11 | 46 | 32 |
| Intérêts capitalisés | (13) | (14) | (37) | (27) |
| Intérêts débiteurs nets | 4 | (3) | 9 | 5 |
| Autres intérêts | (1) | 1 | 1 | 3 |
| Total des frais de financement | 3 | (2) | 10 | 8 |

8. Dette à long terme

| Émission | Date d'échéance | Taux d'intérêt | Au | Au |
|-----------------------------------|--|----------------|------------------------|--------------|
| | | | 30 sept. 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 |
| 2003 | 19 janvier 2008 | Variable | 318 | 318 |
| Dette à long terme | | | 318 | 818 |
| Contrats de location-acquisition | | | 43 | 45 |
| Total de la dette à long terme a) | | | 361 | 863 |

a) Ces montants ne comprennent pas la tranche de la dette à long terme de 907 M\$ (477 M\$ au 31 décembre 2005) échéant à moins d'un an, portée au passif à court terme.

9. Autres obligations à long terme

| en millions de dollars | Au 30 sept. 2006 | Au 31 déc. 2005 |
|---|-------------------------------|-----------------------|
| Avantages à la retraite a) | 902 | 1 152 |
| Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux b) | 413 | 423 |
| Autres obligations | 205 | 153 |
| Total des autres obligations à long terme | 1 520 | 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).

10. Actions ordinaires

| en milliers d'actions | Au 30 sept. 2006 | Au 31 déc. 2005 |
|--|-------------------------------|-----------------------|
| Actions autorisées (les données des périodes antérieures n'ont pas été retraitées) | 1 100 000 | 450 000 |
| Actions ordinaires en circulation | 962 713 | 997 874 |

Le 23 mai 2006, les actions ordinaires émises par la compagnie ont été divisées par trois et le nombre d'actions autorisées a été porté de 450 millions à 1 100 millions. Le nombre d'actions en circulation et d'actions achetées des périodes antérieures ainsi que le bénéfice net et les dividendes par action ont été ajustés pour tenir compte de la division par trois des actions.

De 1995 à 2005, la compagnie a racheté des actions dans le cadre normal de ses activités, en vertu de onze programmes de rachat d'actions d'une durée de douze mois chacun et d'une offre d'achat par adjudication. Le 23 juin 2006, un autre programme d'une durée de douze mois a été lancé dans le cadre normal des activités qui autorise la compagnie à racheter 48,8 millions de ses actions (5 % des actions ordinaires qui étaient en circulation le 21 juin 2006), 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 :

| Exercices | En millions | |
|--|-------------|--------------|
| | d'actions | de dollars |
| 1995-2004 | 697,6 | 6 840 |
| 2005 - troisième trimestre | 14,3 | 565 |
| - exercice complet | 52,5 | 1 795 |
| 2006 - troisième trimestre | 11,5 | 468 |
| - depuis le début de l'exercice | 35,6 | 1 405 |
| Achats cumulatifs à ce jour | 785,7 | 10 040 |

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

L'excédent du coût d'achat sur la valeur attribuée des actions a été inscrit à titre de distribution des bénéfices non répartis.

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

| | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les | |
|--|-----------------------|---------|------------------------|---------|
| | 2006 | 2005 | 30 septembre 2006 | 2005 |
| Bénéfice net de base par action ordinaire | | | | |
| Bénéfice net (en millions de dollars) | 822 | 652 | 2 250 | 1 584 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions) | 969,6 | 1 016,6 | 980,7 | 1 030,9 |
| Bénéfice net par action ordinaire (en dollars) | 0,84 | 0,64 | 2,29 | 1,54 |
| Bénéfice net dilué par action ordinaire | | | | |
| Bénéfice net (en millions de dollars) | 822 | 652 | 2 250 | 1 584 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions) | 969,6 | 1 016,6 | 980,7 | 1 030,9 |
| Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions) | 4,5 | 4,7 | 4,4 | 4,2 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation après dilution (en millions d'actions) | 974,1 | 1 021,3 | 985,1 | 1 035,1 |
| Bénéfice net par action ordinaire (en dollars) | 0,84 | 0,64 | 2,28 | 1,53 |

11. Bénéfices non répartis

| en millions de dollars | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les | |
|---|-----------------------|-------|------------------------|---------|
| | 2006 | 2005 | 30 septembre 2006 | 2005 |
| Bénéfices non répartis au début de la période | 5 841 | 4 906 | 5 466 | 4 889 |
| Bénéfice net de la période | 822 | 652 | 2 250 | 1 584 |
| Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée | (448) | (539) | (1 343) | (1 295) |
| Dividendes | (77) | (81) | (235) | (240) |
| Bénéfices non répartis à la fin de la période | 6 138 | 4 938 | 6 138 | 4 938 |

12. Variations des capitaux propres non liées aux propriétaires

| en millions de dollars | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les | |
|--|-----------------------|------|------------------------|-------|
| | 2006 | 2005 | 30 septembre 2006 | 2005 |
| Bénéfice net | 822 | 652 | 2 250 | 1 584 |
| Autres variations des capitaux propres non liées aux propriétaires a) | - | - | - | - |
| Total des variations des capitaux propres non liées aux propriétaires | 822 | 652 | 2 250 | 1 584 |

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

DONNÉES D'EXPLOITATION

(sans vérification)

| | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les 30 septembre 2006 | |
|---|-----------------------|-------|---|-------|
| | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 |
| PRODUCTION BRUTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN | | | | |
| (en milliers de barils par jour) | | | | |
| Pétrole classique | 31 | 35 | 32 | 38 |
| Cold Lake | 158 | 123 | 155 | 137 |
| Syncrude | 71 | 59 | 61 | 52 |
| Total de la production de pétrole brut | 260 | 217 | 248 | 227 |
| Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente | 21 | 33 | 25 | 31 |
| Total de la production de pétrole brut et de LGN | 281 | 250 | 273 | 258 |
| PRODUCTION NETTE DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN | | | | |
| (en milliers de barils par jour) | | | | |
| Pétrole classique | 23 | 27 | 24 | 29 |
| Cold Lake | 127 | 96 | 128 | 119 |
| Syncrude | 60 | 59 | 55 | 52 |
| Total de la production de pétrole brut | 210 | 182 | 207 | 200 |
| Liquides du gaz naturel (LGN) mis en vente | 17 | 26 | 20 | 25 |
| Total de la production de pétrole brut et de LGN | 227 | 208 | 227 | 225 |
| VENTES DU MÉLANGE DE COLD LAKE | | | | |
| (en milliers de barils par jour) | | | | |
| | 201 | 157 | 203 | 181 |
| VENTES DE LGN (en milliers de barils par jour) | 19 | 34 | 28 | 37 |
| GAZ NATUREL (en millions de pieds cubes par jour) | | | | |
| Production brute | 560 | 579 | 566 | 580 |
| Production nette | 503 | 513 | 505 | 516 |
| Ventes | 515 | 536 | 519 | 533 |
| PRIX DE VENTE MOYENS (en dollars canadiens) | | | | |
| Pétrole brut classique (par baril) | 74,34 | 73,27 | 71,10 | 63,97 |
| LGN (par baril) | 40,87 | 39,71 | 40,81 | 36,20 |
| Gaz naturel (pour un millier de pieds cubes) | 6,29 | 8,80 | 7,42 | 7,86 |
| Pétrole brut de référence d'Edmonton (par baril) | 80,31 | 77,83 | 76,53 | 69,11 |
| Pétrole brut lourd à Hardisty (Bow River, par baril) | 59,03 | 57,14 | 53,66 | 46,29 |
| VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS (en millions de litres par jour) | | | | |
| Essence | 34,1 | 34,1 | 32,5 | 33,3 |
| Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur | 26,0 | 25,7 | 26,3 | 26,8 |
| Mazout lourd | 5,1 | 5,6 | 5,0 | 5,7 |
| Huiles lubrifiantes et autres produits | 9,0 | 8,3 | 7,8 | 7,5 |
| Ventes nettes de produits pétroliers | 74,2 | 73,7 | 71,6 | 73,3 |
| DÉBIT TOTAL DES RAFFINERIES (en millions de litres par jour) | 73,3 | 69,9 | 69,7 | 73,5 |
| UTILISATION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE (%) | 92 | 87 | 87 | 92 |
| VENTES DE PRODUITS PÉTROCHIMIQUES | | | | |
| (en milliers de tonnes par jour) | | | | |
| | 2,9 | 3,0 | 3,0 | 3,1 |

DONNÉES SUR LES ACTIONNAIRES, LA NÉGOCIATION ET LE RENDEMENT

(sans vérification)

| | Troisièmes trimestres | | Neuf mois terminés les | |
|--|-----------------------|-----------|------------------------|-----------|
| | 2006 | 2005 | 30 septembre 2006 | 2005 |
| RENDEMENT DU CAPITAL MOYEN UTILISÉ a) (sur quatre trimestres) (en pourcentage) | | | 39,1 | 27,2 |
| RENDEMENT DE LA MOYENNE DES CAPITAUX PROPRES (sur quatre trimestres) (en pourcentage) | | | 47,6 | 33,6 |
| COUVERTURE DE L'INTÉRÊT PAR LE BÉNÉFICE (sur quatre trimestres) (nombre de fois couvert) | | | 81,7 | 74,0 |
| ACTIONNARIAT | | | | |
| Actions en circulation (en milliers) | | | | |
| Moyenne pondérée mensuellement | 969 625 | 1 016 593 | 980 711 | 1 030 910 |
| Aux 30 septembre | | | 962 713 | 1 008 766 |
| Nombre d'actionnaires | | | | |
| Aux 30 septembre | | | 13 664 | 14 305 |
| COURS DE L'ACTION b) | | | | |
| Bourse de Toronto (en dollars canadiens) | | | | |
| Haut | 45,20 | 45,79 | 45,20 | 45,79 |
| Bas | 35,33 | 33,33 | 35,33 | 22,50 |
| À la clôture les 30 septembre | | | 37,47 | 44,67 |
| American Stock Exchange (en dollars américains) | | | | |
| Haut | 40,38 | 39,14 | 40,38 | 39,14 |
| Bas | 31,64 | 27,46 | 30,54 | 18,27 |
| À la clôture les 30 septembre | | | 33,55 | 38,25 |

- 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.
- b) Ajusté pour tenir compte de la division par trois des actions.

Renseignements sur les dividendes et l'achat d'actions

| | 2006 4 ^e trimestre | 2007 1 ^e trimestre | 2007 2 ^e trimestre | 2007 3 ^e trimestre |
|---|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Date de déclaration de dividende | 20 novembre | 14 février | 22 mai | 28 août |
| Date de clôture des registres | 5 décembre | 2 mars | 6 juin | 10 septembre |
| Date de paiement des dividendes | 1 ^{er} janvier 2007 | 1 ^{er} avril | 1 ^{er} juillet | 1 ^{er} octobre |
| Date limite d'achat d'actions (date limite de datation et de réception du chèque destiné à l'achat d'actions) | 13 décembre | 16 mars | 15 juin | 17 septembre |
| Date d'investissement (date à laquelle la compagnie place les fonds du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions) | 2 janvier 2007 | 2 avril | 3 juillet | 2 octobre |

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

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

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

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

Renseignements complémentaires

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

Renseignements se trouvant sur le site Web

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

Publications

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

Dates à retenir

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

Autres renseignements utiles

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



Compagnie Pétrolière
Impériale Ltée
P.O. Box 2480, Station 'M'
Calgary, Alberta
Canada, T2P 3M9

