

Communiqué du T4

POUR LES DOUZE MOIS TERMINÉS LE 31 DÉCEMBRE 2012

Calgary, le 1^{er} février 2013

L'Impériale déclare ses résultats financiers et d'exploitation estimatifs du quatrième trimestre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Quatrième trimestre			Douze mois		
	2012	2011	%	2012	2011	%
Bénéfice net (PCGR des États-Unis)	1 076	1 005	7	3 766	3 371	12
Bénéfice net par action ordinaire - compte tenu d'une dilution (en dollars)	1,26	1,18	7	4,42	3,95	12
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	1 793	1 178	52	5 683	4 066	40

Bruce March, président du conseil, président et chef de la direction de l'Impériale, a commenté comme suit :

L'Impériale a fait des progrès considérables en 2012 dans le cadre de sa stratégie de croissance. Au quatrième trimestre, le bénéfice s'est établi à 1 076 M\$, soit une hausse de 7 % par rapport à la période correspondante de 2011. Le secteur aval a affiché un bénéfice de 549 M\$ au quatrième trimestre, les meilleurs résultats trimestriels enregistrés à ce jour. Des activités de raffinage soutenues nous ont permis de bénéficier des fortes marges de raffinage du centre du continent.

Le bénéfice pour l'année 2012 au complet s'élève à 3 766 M\$, le deuxième plus élevé de l'histoire de la compagnie, en hausse de 12 % par rapport à 2011. Le secteur aval et la division Produits chimiques ont tous deux enregistré le bénéfice annuel le plus élevé à ce jour, soit 1 772 M\$ et 165 M\$ respectivement.

Nous avons entrepris la mise en état d'exploitation des sables pétrolifères de Kearl au cours des derniers mois de 2012 et continuons de faire de bons progrès pour que la production débute comme prévu. Malgré les difficultés d'ordre réglementaire et liées à l'attribution de permis aux É.-U. ayant trait au transport des modules, lesquelles se sont poursuivies pendant presque deux ans, l'équipe chargée du projet s'est classée au premier rang de l'industrie en matière de sécurité et a fait face à des défis de taille, dont l'arrivée d'un hiver précoce et un climat exceptionnellement rude pendant les activités de démarrage en cours. Nous continuons de mettre l'accent sur la sécurité tout au long des activités de démarrage et nous comptons produire du bitume dilué à partir du premier cycle de traitement de la mousse au cours du présent trimestre. La production augmentera progressivement jusqu'à ce qu'elle atteigne 110 000 barils par jour au fil des prochains mois. Il est prévu que le coût total de la mise en valeur initiale des sables pétrolifères de Kearl s'élèvera à 12,9 G\$.

Ensemble, les projets de développement initial et d'expansion de Kearl permettront de produire 3,2 milliards de barils à un coût de mise en valeur unitaire d'environ 6,80 \$ le baril. Cette hausse de 10 % par rapport aux estimations antérieures de 6,20 \$ le baril est attribuable au coût du réordonnement des activités en raison des difficultés liées au transport des modules et à l'arrivée précoce d'un climat hivernal rude pendant les activités de démarrage du projet de développement initial de Kearl.

Le projet d'expansion de Kearl approuvé en 2011 pour la somme de 8,9 G\$ tirera énormément parti de l'infrastructure fournie par la mise en valeur initiale de Kearl. Nous faisons de bons progrès et sommes actuellement en avance sur le calendrier prévu. Le démarrage du projet d'expansion est prévu pour 2015.

L'Impériale est l'une des plus importantes entreprises du Canada et un des chefs de file de l'industrie pétrolière du pays. C'est un des plus grands producteurs de pétrole brut et de gaz naturel du Canada. C'est aussi le principal raffineur de pétrole du pays, un producteur clé de produits pétrochimiques et un des principaux distributeurs de produits pétroliers vendus par l'entremise de réseaux d'approvisionnement et de stations-service pancanadiens.



Faits saillants du quatrième trimestre

- Le bénéfice net s'est établi à 1 076 M\$, comparativement à 1 005 M\$ pour le quatrième trimestre de 2011, soit une hausse de 7 %.
- Le bénéfice net par action ordinaire sur une base diluée a été de 1,26 \$, en hausse de 7 % par rapport au quatrième trimestre de 2011.
- Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont établis à 1 647 M\$, comparativement à 1 216 M\$ au quatrième trimestre de 2011; cette hausse est due essentiellement aux effets de l'impôt sur les bénéfices reporté.
- Le bilan est demeuré solide, le total des dettes représentant 9 % du capital à la fin de l'exercice 2012.
- La moyenne de la production brute d'équivalent pétrole a été de 285 000 barils par jour, comparativement à 291 000 pour la période correspondante de l'exercice précédent. La baisse de production résulte principalement de la cession de propriétés productrices de gaz classique au cours du quatrième trimestre de 2011, ainsi que de la nature cyclique de la production à Cold Lake.
- **Bilan de sécurité** – L'Impériale continue de faire des progrès dans la réalisation de l'objectif en matière de sécurité selon lequel « personne ne se blesse ». En 2012, la compagnie a affiché les meilleurs résultats en matière de sécurité de tous les temps pour l'ensemble de la main-d'œuvre et un bilan de sécurité exceptionnel chez les entrepreneurs ayant participé au projet Kearl.
- **Mise en valeur initiale de Kearl** – À la fin du quatrième trimestre de 2012, la construction était achevée et les activités de démarrage par étapes avaient commencé.
- **Mise à jour sur les projets d'expansion de Kearl et de Cold Lake** – À la fin du quatrième trimestre de 2012, le projet d'expansion de Kearl était réalisé à 27 %. Le projet de Nabiye, réalisé à 37 % à la fin du quatrième trimestre, a continué de progresser; la construction des modules a commencé et le forage est terminé sur deux des sept plateformes.
- **L'Impériale participe à l'acquisition de Celtic Exploration** – En décembre, l'Impériale a annoncé sa participation de 50 % dans l'achat de Celtic Exploration en partenariat avec ExxonMobil Canada. Cette entente est conditionnelle à l'approbation des actionnaires de Celtic Exploration, laquelle a été obtenue en décembre, et à celle des organismes de réglementation canadiens. L'Impériale fera l'acquisition d'une participation de 50 % dans Celtic en contrepartie de 1,55 G\$.
- **Trousse d'information préliminaire sur la mer de Beaufort** – L'Impériale et ses coentrepreneurs, ExxonMobil Canada et BP Exploration Operating Company Limited, ont amorcé la consultation des collectivités au sujet des travaux d'exploration futurs envisagés dans la mer de Beaufort en vertu de permis d'exploration extracôtière. Aucune décision en matière d'investissement n'a été prise à ce jour.
- **Raffinerie de Dartmouth** – Les efforts en vue de la vente de la raffinerie de Dartmouth et ses dépôts connexes ainsi que l'évaluation d'autres options à leur égard se poursuivent. Étant donné que de multiples acheteurs éventuels ont témoigné leur intérêt à l'Impériale, il se pourrait qu'aucune décision ne soit prise avant la fin du premier trimestre de 2013.
- **Dépenses en immobilisations et frais d'exploration** – En 2012, les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration se sont chiffrés à 5,7 G\$; ils ont été principalement financés par les flux de trésorerie générés par les activités de l'Impériale. Les dépenses comprenaient la poursuite des investissements dans les projets de croissance de Kearl et de Nabiye, ainsi que l'apport de capitaux de soutien aux projets d'exploitation minière et de résidus miniers de Syncrude. Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration prévus pour 2013 se situeront à environ 7 G\$, dont 1,55 G\$ pour la participation de 50 % de l'Impériale dans l'acquisition de Celtic Exploration; la compagnie entamera la quatrième année d'une stratégie de dix ans visant à investir environ 40 G\$ dans des projets de croissance.



Le point sur le projet de développement initial de Kearl

À la fin du quatrième trimestre de 2012, l'étape de la construction en vue de la mise en valeur initiale de Kearl était terminée et les activités de démarrage par étapes avaient commencé. Les activités achevées au quatrième trimestre ou en cours en vue du démarrage de la production sont les suivantes :

- Tous les modules d'équipement ont été installés sur le site de Kearl. Les difficultés liées au transport des modules, qui sont construits en Corée du Sud et transportés à travers les États-Unis, ont été résolues par un réordonnancement des activités de construction.
- Le personnel d'exploitation est complet et entièrement formé.
- L'exploitation minière a débuté et le minerai est stocké près de l'usine de traitement, qui est en voie d'être mise en service.
- La mise en service des systèmes d'utilité publique est très avancée, la première chaudière ayant été mise en marche au début de novembre et la deuxième à la mi-décembre.
- Le concasseur de l'usine de préparation du minerai et les convoyeurs utilisés pour le transport de la boue ont été mis en marche en décembre.
- Les installations de traitement du bitume (lesquelles utilisent une technologie exclusive qui élimine le besoin d'une usine de valorisation) en sont au stade des préparatifs pour l'adjonction de solvant.
- Les circuits d'approvisionnement en diluant et en gaz naturel sont opérationnels.
- Une nouvelle canalisation de bitume dilué raccordée aux marchés est en voie de mise en service.

Le démarrage d'une exploitation de cette envergure et de cette ampleur est un processus séquentiel impliquant de multiples systèmes intégrés et tout indique que la production débutera comme prévu.

La priorité absolue de l'Impériale consiste à mener à terme les activités de démarrage en toute sécurité, ce qui inclut l'atténuation des impacts d'une température particulièrement basse tant sur les travailleurs que sur l'équipement.

Nous comptons produire du bitume dilué à partir du premier cycle de traitement de la mousse au cours du présent trimestre. La production augmentera progressivement jusqu'à ce qu'elle atteigne 110 000 barils par jour au fil des prochains mois. Il est prévu que le coût total de la mise en valeur initiale des sables pétrolifères de Kearl s'élèvera à 12,9 G\$.



Comparaison des quatrièmes trimestres de 2012 et de 2011

Le bénéfice net de la compagnie au quatrième trimestre de 2012 s'est établi à 1 076 M\$ ou 1,26 \$ par action sur une base diluée, par rapport à 1 005 M\$ ou 1,18 \$ par action pour la même période de l'exercice précédent.

Les résultats supérieurs de ce quatrième trimestre sont principalement attribuables à un élargissement des marges de raffinage dans le centre du continent qui a rapporté environ 275 M\$, à une baisse des redevances d'environ 150 M\$ en raison des prix plus faibles obtenus dans le secteur amont et à une augmentation de la production de Syncrude, qui a compté pour environ 70 M\$. Ces facteurs ont été partiellement annulés par une baisse des prix dans le secteur amont, qui a retranché environ 255 M\$, et par une augmentation d'environ 65 M\$ des dépenses de préparation de Kearl en vue de la production. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2011 comprenait aussi un gain d'environ 110 M\$ consécutif à la cession d'actifs.

Le bénéfice net du secteur amont pour le quatrième trimestre s'est établi à 488 M\$ contre 771 M\$ pour la période correspondante de 2011. Ce recul est avant tout attribuable à une baisse des prix, qui a retranché environ 255 M\$ aux résultats. Parmi les autres facteurs qui ont contribué à la baisse du bénéfice, mentionnons la hausse d'environ 65 M\$ des dépenses de préparation de Kearl en vue de la production, l'impact de l'appréciation du dollar canadien, qui a compté pour environ 35 M\$, et la diminution de la production à Cold Lake, qui a retranché environ 20 M\$. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2011 comprenait aussi un gain d'environ 110 M\$ consécutif à la cession d'actifs classiques. Ces facteurs ont été partiellement annulés par une baisse des redevances d'environ 150 M\$ en raison des prix plus faibles obtenus et par des volumes plus élevés à Syncrude qui ont ajouté environ 70 M\$ aux résultats.

Les prix touchés par la compagnie pour la majeure partie de la production de liquides sont fixés en fonction du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI), un brut de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain. Comparativement à la même période de l'année dernière, le prix moyen du pétrole brut WTI en dollars américains était en baisse de 5,83 \$ le baril ou près de 6 % au cours du quatrième trimestre de 2012. La baisse du prix moyen en dollars canadiens obtenu sur les ventes de pétrole brut classique et synthétique correspondait à ceux du WTI. Le prix moyen en dollars canadiens touché par la compagnie sur les ventes de bitume au cours du quatrième trimestre de 2012 a diminué de 23 %, passant à 55,90 \$ le baril, le déséquilibre entre l'offre et la demande de brut lourd sur les marchés du centre du continent nord-américain ayant élargi l'écart entre le prix du brut léger et celui du bitume de Cold Lake. Le prix moyen obtenu sur les ventes de gaz naturel a diminué d'environ 9 % au quatrième trimestre, cette baisse correspondant à la baisse de la moyenne du prix du disponible 30 jours du gaz naturel en Alberta.

La production brute de bitume à Cold Lake s'est établie en moyenne à 155 000 barils par jour au cours du quatrième trimestre, en regard de 162 000 pour la même période de l'exercice précédent. La baisse des volumes est surtout attribuable à la nature cyclique de la production à Cold Lake.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée à 75 000 barils par jour au cours du quatrième trimestre, comparativement à 63 000 pour le quatrième trimestre de 2011. La hausse de production résulte principalement de la baisse des activités d'entretien.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 20 000 barils par jour au cours du quatrième trimestre, tout comme au trimestre correspondant de l'année 2011.

La production brute de gaz naturel s'est établie en moyenne à 187 millions de pieds cubes par jour au cours du quatrième trimestre de 2012, contre 240 millions de pieds cubes pour la même période de l'année dernière. La baisse du volume de production découle essentiellement de l'impact de la cession de propriétés productrices.

Le bénéfice net du secteur aval s'est élevé à 549 M\$ au quatrième trimestre, soit 277 M\$ de plus qu'au trimestre correspondant de l'année 2011. Les résultats du quatrième trimestre de 2012 ont été les meilleurs enregistrés à ce jour pour un trimestre, surpassant les résultats record du troisième trimestre de 2012. Ces résultats reposent principalement sur de solides activités de raffinage qui ont bénéficié de l'effet favorable des fortes marges de raffinage du centre du continent.

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2012 et de 2011 (suite)

Les marges de raffinage dans le centre du continent nord-américain sont demeurées fortes au cours du quatrième trimestre de 2012. Le coût global du pétrole brut traité dans trois des quatre raffineries de la compagnie a suivi la tendance du prix des pétroles bruts WTI et de l'Ouest canadien. Les prix de gros des produits raffinés au Canada sont déterminés en grande partie par ceux qui sont pratiqués dans les régions avoisinantes des É.-U., où les prix de gros sont essentiellement liés aux marchés internationaux. La hausse des marges de raffinage résulte de l'élargissement de l'écart entre le prix de vente des produits pétroliers et le coût du pétrole brut traité.

Au quatrième trimestre, le bénéfice net de la division Produits chimiques a été de 44 M\$ contre 11 M\$ pour le trimestre correspondant de l'année précédente, les marges sur le polyéthylène et les ventes de ce produit étant restées élevées.

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 5 M\$ pour le quatrième trimestre, comparativement à un solde négatif de 49 M\$ pour la même période en 2011. Cette évolution favorable découle de la diminution des charges liées à la rémunération à base d'actions.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 647 M\$ pour le quatrième trimestre, soit une hausse de 431 M\$ par rapport à la période correspondante en 2011. L'augmentation des flux de trésorerie découle principalement des effets de l'impôt sur les bénéfices reporté.

Les activités d'investissement du quatrième trimestre ont mobilisé des flux de trésorerie nets de 1 632 M\$, comparativement à 833 M\$ pour la période correspondante de 2011. Les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles se sont établies à 1 655 M\$ contre 1 107 M\$ pour le trimestre correspondant de 2011. Les dépenses du trimestre ont été principalement axées sur l'avancement des projets de développement initial et d'expansion de Kearl. À la fin du quatrième trimestre de 2012, les activités de construction dans le cadre de la mise en valeur initiale de Kearl étaient terminées et les activités de démarrage par étapes avaient commencé. Les autres investissements portaient sur l'avancement du projet d'expansion de Nabiye à Cold Lake, de même que sur les projets de préservation de la capacité de production et les projets environnementaux de Syncrude.

Le solde de trésorerie de la compagnie s'élevait à 482 M\$ au 31 décembre 2012, comparativement à 1 202 M\$ à la fin de 2011.



Faits saillants sur 12 mois

- Le bénéfice net s'est établi à 3 766 M\$ en regard de 3 371 M\$ en 2011.
 - Le bénéfice net par action ordinaire est passé de 3,95 \$ en 2011 à 4,42 \$ en 2012.
 - Les bénéfices du secteur aval et de la division Produits chimiques se sont élevés à 1 772 M\$ et 165 M\$ respectivement, les meilleurs résultats annuels jamais enregistrés. Ces résultats sont essentiellement attribuables à de fortes marges de raffinage découlant de la baisse du prix du pétrole brut dans le centre du continent et de l'élargissement des marges sur les ventes de polyéthylène de même que de l'augmentation des ventes de produits chimiques.
 - Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 4 680 M\$ comparativement à 4 489 M\$ en 2011.
 - La moyenne de la production brute d'équivalent pétrole a été de 282 000 barils par jour, comparativement à 297 000 en 2011. La baisse de production résulte principalement de l'impact de la cession d'actifs de gaz naturel réalisée en 2011.
 - Le dividende par action déclaré pour l'année s'est élevé à 0,48 \$ contre 0,44 \$ en 2011.
-

Comparaison entre l'année 2012 et l'année 2011

En 2012, le bénéfice net s'est établi à 3 766 M\$ ou 4,42 \$ par action sur une base diluée en regard de 3 371 M\$ ou 3,95 \$ par action en 2011.

Les résultats supérieurs sont principalement attribuables à un élargissement des marges de raffinage, qui a compté pour environ 975 M\$, et à des redevances en baisse d'environ 300 M\$. Ces facteurs ont été partiellement annulés par les effets défavorables du fléchissement des prix obtenus dans le secteur amont, qui a retranché environ 580 M\$ des résultats, par une hausse des dépenses de préparation du site Kearl en vue de la production, qui se sont élevées à environ 125 M\$, et par une hausse d'environ 80 M\$ au titre des dépenses d'entretien systématique des raffineries. Les gains réalisés à la cession d'actifs ont été plus bas d'environ 85 M\$ en 2012.

Dans le secteur amont, le bénéfice net de l'année a été de 1 888 M\$, comparativement à 2 457 M\$ en 2011. Ces résultats inférieurs découlent principalement des effets défavorables de la baisse des prix, qui a retranché environ 580 M\$ des résultats, de la hausse des dépenses de préparation du site Kearl en vue de la production, qui se sont élevées à environ 125 M\$, et de la baisse de la production à Cold Lake qui a retranché environ 75 M\$ des résultats. Les gains réalisés à la cession d'actifs ont été plus bas d'environ 85 M\$ en 2012. Ces facteurs ont été partiellement annulés par des redevances en baisse d'environ 300 M\$ suite au recul des prix et par l'augmentation des volumes de production de pétrole classique, qui a compté pour environ 45 M\$.

Les prix de la majeure partie de la production de liquides de la compagnie sont établis en fonction du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI), un brut de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain. Par rapport à 2011, le prix moyen du pétrole brut WTI en dollars américains était plus bas de 0,96 \$ le baril ou environ 1 % en 2012. Les prix touchés par la compagnie pour les liquides de l'Ouest canadien ont également été influencés par les remises sur le marché découlant du déséquilibre entre l'offre et la demande sur les marchés du centre du continent nord-américain. En 2012, les prix touchés par la compagnie pour le pétrole brut classique et synthétique, en dollars canadiens, ont baissé d'environ 9 % et les prix touchés pour le bitume, en dollars canadiens, ont baissé d'environ 7 % par rapport aux prix touchés en 2011. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel a diminué d'environ 35 % en 2012, ce recul correspondant à la baisse de la moyenne du prix du disponible 30 jours du gaz naturel en Alberta.

La production brute de bitume à Cold Lake a été de 154 000 barils par jour contre 160 000 en 2011. La baisse de production est essentiellement attribuable à la nature cyclique de la production à Cold Lake.



Comparaison entre l'année 2012 et l'année 2011 (suite)

Au cours de l'année, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude a été en moyenne de 72 000 barils par jour, inchangée par rapport à 2011.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 20 000 barils par jour en 2012, contre 18 000 barils en 2011, année au cours de laquelle les interruptions de service de pipelines tiers ont considérablement réduit la production du champ pétrolifère de Norman Wells.

La production brute de gaz naturel s'est élevée à 192 millions de pieds cubes par jour, contre 254 millions en 2011. La baisse du volume de production est principalement due à la cession de propriétés productrices.

Dans le secteur aval, le bénéfice net a été de 1 772 M\$, en hausse de 888 M\$ par rapport à 2011. Les résultats de 2012 sont les meilleurs résultats annuels enregistrés à ce jour. Ces résultats sont principalement attribuables à l'élargissement des marges de raffinage; ils ont été partiellement annulés par l'effet défavorable de l'augmentation des activités d'entretien systématique des raffineries par rapport à 2011.

Le bénéfice net de la division des Produits chimiques a été de 165 M\$, en hausse de 43 M\$ par rapport à 2011. Les résultats de 2012 ont été les meilleurs résultats annuels enregistrés à ce jour. Cette hausse est essentiellement attribuable à une meilleure performance opérationnelle, ainsi qu'à l'élargissement des marges sur le polyéthylène et à l'augmentation des ventes de ce produit.

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 59 M\$ en 2012, en regard d'un solde négatif de 92 M\$ en 2011. Cette évolution favorable découle de la diminution des charges liées à la rémunération à base d'actions.

Des données financières et d'exploitation suivent.

Énoncés prospectifs

Les énoncés contenus dans le présent rapport qui sont liés à des situations ou des événements futurs, y compris les prévisions, les objectifs, les attentes, les estimations et les plans d'affaires sont des énoncés prospectifs. Les résultats réels qui seront obtenus dans le futur, notamment quant à la croissance de la demande et la combinaison de sources énergétiques; aux plans, aux dates, aux coûts et aux capacités des projets; aux taux de production et à la récupération des ressources; aux économies de coûts; aux ventes de produits; aux sources de financement; ainsi qu'aux dépenses liées aux immobilisations et à l'environnement sont susceptibles d'être considérablement différents en raison d'un certain nombre de facteurs comme les fluctuations du prix et de l'offre et la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers et pétrochimiques; les événements politiques ou l'évolution de la réglementation; les calendriers de projets; l'issue de négociations commerciales; l'obtention en temps opportun de l'approbation des organismes de réglementation et de tierces parties; les interruptions opérationnelles imprévues; les développements technologiques inattendus; et d'autres facteurs analysés sous la rubrique 1A du formulaire 10-K le plus récent de l'Impériale. Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties de la performance future et comprennent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux auxquels se heurtent d'autres entreprises pétrolières et gazières et d'autres sont spécifiques à l'Impériale. Les résultats réels de l'Impériale pourraient différer sensiblement de ceux exprimés ou sous-entendus dans ces énoncés prospectifs et le lecteur est prié de ne pas accorder une confiance indue à ces énoncés.

Le terme « projet » tel qu'il est utilisé dans ce rapport n'a pas nécessairement le même sens que celui qu'on lui donne à la règle 13q-1 de la SEC ayant trait à la déclaration des paiements gouvernementaux. À titre d'exemple, la notion d'un seul projet aux fins de la règle peut englober de nombreuses propriétés, des ententes, des investissements, des développements, des phases, des travaux, des activités et des composantes, que nous pouvons tous désigner de façon non officielle sous le nom de « projet ».

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2012

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2012	2011	2012	2011
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)				
Total des produits et autres revenus	7 804	8 124	31 188	30 714
Total des charges	6 390	6 860	26 195	26 308
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 414	1 264	4 993	4 406
Impôts sur les bénéfices	338	259	1 227	1 035
Bénéfice net	1 076	1 005	3 766	3 371
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1,27	1,19	4,44	3,98
Bénéfice net par action ordinaire - compte tenu d'une dilution (en dollars)	1,26	1,18	4,42	3,95
Autres données financières				
Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	327	335	1 338	1 320
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	5	134	72	153
Total de l'actif au 31 décembre			29 364	25 429
Total de la dette au 31 décembre			1 647	1 207
Couverture de l'intérêt par le bénéfice (nombre de fois)			238,8	260,2
Autres obligations à long terme au 31 décembre			3 983	3 876
Capitaux propres au 31 décembre			16 377	13 321
Capital utilisé au 31 décembre			18 048	14 556
Rendement du capital moyen utilisé (a) (pourcentage)			23,1	25,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	102	93	408	373
Par action ordinaire (en dollars)	0,12	0,11	0,48	0,44
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 31 décembre			847,6	847,6
Moyenne - compte tenu d'une dilution	850,3	852,6	851,1	853,6

(a) Le rendement du capital utilisé correspond au bénéfice net, coûts de financement après impôts non déduits, divisé par la moyenne du capital utilisé au début et à la fin de l'exercice.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2012

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2012	2011	2012	2011
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	482	1 202	482	1 202
Bénéfice net	1 076	1 005	3 766	3 371
Ajustements au titre d'éléments hors trésorerie:				
Amortissement et épuisement	210	194	761	764
(Gain)/perte à la vente d'actifs	(8)	(174)	(94)	(197)
Charge d'impôts futurs et autres	330	98	619	71
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	39	93	(372)	480
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (a)	1 647	1 216	4 680	4 489
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 632)	(833)	(5 238)	(3 593)
Produit de la vente d'actifs	17	270	226	314
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(2)	(101)	(162)	39

(a) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du quatrième trimestre de 2012 ont été supérieurs à ceux de la même période de 2011, principalement en raison des effets de l'impôt sur les bénéfices reporté.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 2012 ont été supérieurs à ceux de 2011, principalement en raison du calendrier des paiements prévus des impôts sur les bénéfices et d'une hausse du bénéfice net, le tout annulé en partie par les effets du fonds de roulement.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2012

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2012	2011	2012	2011
Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis)				
Secteur amont	488	771	1 888	2 457
Secteur aval	549	272	1 772	884
Produits chimiques	44	11	165	122
Comptes non sectoriels	(5)	(49)	(59)	(92)
Bénéfice net	1 076	1 005	3 766	3 371
Produits et autres revenus				
Secteur amont	2 210	2 766	8 830	9 906
Secteur aval	6 996	6 975	27 761	26 756
Produits chimiques	390	360	1 601	1 641
Éliminations/autres	(1 792)	(1 977)	(7 004)	(7 589)
Total	7 804	8 124	31 188	30 714
Achats de pétrole brut et de produits				
Secteur amont	702	976	3 056	3 581
Secteur aval	5 243	5 630	21 316	21 642
Produits chimiques	265	282	1 115	1 222
Éliminations	(1 791)	(1 980)	(7 011)	(7 598)
Achats de pétrole brut et de produits	4 419	4 908	18 476	18 847
Frais de production et fabrication				
Secteur amont	741	662	2 704	2 484
Secteur aval	372	352	1 569	1 451
Produits chimiques	47	46	185	179
Éliminations	(1)	-	(1)	-
Frais de production et fabrication	1 159	1 060	4 457	4 114
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Secteur amont	1 725	1 127	5 518	3 880
Secteur aval	60	46	140	166
Produits chimiques	1	1	4	4
Comptes non sectoriels	7	4	21	16
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	1 793	1 178	5 683	4 066
Frais d'exploration imputés au bénéfice inclus ci-dessus	16	16	83	92

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2012

Données d'exploitation	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2012	2011	2012	2011
Production brute de pétrole brut et de liquides du gaz naturel (LGN)				
(en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	155	162	154	160
Syncrude	75	63	72	72
Classique	20	20	20	18
Total de la production de pétrole brut	250	245	246	250
LGN mis en vente	4	6	4	5
Total de la production de pétrole brut et de LGN	254	251	250	255
Production brute de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	187	240	192	254
Production brute en équivalent pétrole (a)				
(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	285	291	282	297
Production nette de pétrole brut et de LGN (en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	133	123	123	120
Syncrude	75	60	69	67
Classique	15	15	15	13
Total de la production de pétrole brut	223	198	207	200
LGN mis en vente	3	4	3	4
Total de la production de pétrole brut et de LGN	226	202	210	204
Production nette de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	192	226	195	228
Production nette en équivalent pétrole (a)				
(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	258	240	243	242
Ventes de brut fluidifié de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	206	212	201	209
Ventes de LGN (en milliers de barils par jour)	8	10	8	9
Ventes de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	159	227	177	237
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Pétrole brut classique (le baril)	76,47	89,06	77,19	85,22
LGN (le baril)	37,24	60,15	42,06	59,08
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	2,95	3,25	2,33	3,59
Pétrole synthétique (le baril)	90,90	104,82	92,48	101,43
Bitume (le baril)	55,90	72,83	59,76	63,95
Débit des raffineries (en milliers de barils par jour)	468	433	435	430
Utilisation de la capacité de raffinage (pourcentage)	92	85	86	85
Ventes de produits pétroliers (en milliers de barils par jour)				
Essence (essence automobile)	223	224	221	220
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur (distillats)	160	156	151	157
Mazout lourd	31	37	30	29
Huiles lubrifiantes et autres produits (Autres)	47	36	43	41
Ventes nettes de produits pétroliers	461	453	445	447
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes)	264	238	1 044	1 016

(a) Gaz converti en équivalent pétrole à raison de 6 millions de pieds cubes pour mille barils

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2012

	Bénéfice net (selon les PCGR des États-Unis) (en millions de dollars canadiens)	Bénéfice net par action ordinaire (dollars)
2008		
Premier trimestre	681	0,76
Deuxième trimestre	1 148	1,29
Troisième trimestre	1 389	1,57
Quatrième trimestre	660	0,77
Exercice	3 878	4,39
2009		
Premier trimestre	289	0,34
Deuxième trimestre	209	0,25
Troisième trimestre	547	0,64
Quatrième trimestre	534	0,63
Exercice	1 579	1,86
2010		
Premier trimestre	476	0,56
Deuxième trimestre	517	0,61
Troisième trimestre	418	0,49
Quatrième trimestre	799	0,95
Exercice	2 210	2,61
2011		
Premier trimestre	781	0,92
Deuxième trimestre	726	0,86
Troisième trimestre	859	1,01
Quatrième trimestre	1 005	1,19
Exercice	3 371	3,98
2012		
Premier trimestre	1 015	1,20
Deuxième trimestre	635	0,75
Troisième trimestre	1 040	1,22
Quatrième trimestre	1 076	1,27
Exercice	3 766	4,44