

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

Pour les douze mois terminés le 31 décembre 2014

Calgary, le 2 février 2015

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Quatrième trimestre			Douze mois		
	2014	2013	%	2014	2013	%
Bénéfice net (PCGR des États-Unis)	671	1 056	(36)	3 785	2 828	34
Bénéfice net par action ordinaire - compte tenu d'une dilution (en dollars)	0,79	1,24	(36)	4,45	3,32	34
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	1 588	1 567	1	5 654	8 020	(30)

Rich Kruger, président du Conseil, président et chef de la direction de l'Impériale, a commenté comme suit :

Les actifs avantageux d'envergure, le modèle commercial intégré et l'accent mis sur les principes fondamentaux de l'Impériale nous ont permis d'enregistrer des résultats financiers et d'exploitation impressionnants ainsi qu'un rendement pour les actionnaires inégalé dans l'industrie en 2014. Parmi nos réalisations de cette année, les plus remarquables sont le maintien d'un rendement solide de notre exploitation phare de Cold Lake, la poursuite de l'augmentation de la production dans notre mine de sables pétroliers de nouvelle génération de Kearl, l'utilisation record de la capacité de raffinage et l'augmentation considérable des ventes de produits pétroliers.

Le bénéfice pour le quatrième trimestre était de 671 M\$, soit 0,79 \$ par action, en baisse de 36 % comparativement à la période correspondante en 2013. Le bénéfice pour l'année 2014 s'est élevé à 3 785 M\$, le deuxième plus élevé dans l'histoire de la compagnie, dont 2 059 M\$ pour le secteur Amont et 1 594 M\$ pour le secteur Aval, soulignant la force de l'intégration complète de la chaîne de valeur.

La production au quatrième trimestre s'est élevée en moyenne à 315 000 barils d'équivalent pétrole, en baisse de 14 000 barils par rapport à 2013. En excluant l'incidence de la cession d'actifs classiques au début de 2014, la production totale a enregistré une hausse de 4 000 barils par jour. La production annuelle s'est élevée en moyenne à 310 000 barils d'équivalent pétrole par jour, soit une hausse de 12 % par rapport à 2013, excluant les cessions.

Le débit des raffineries s'est établi en moyenne à 373 000 barils par jour, en baisse de 14 000 barils par jour par rapport à la même période de 2013. Au cours du trimestre, la capacité de raffinage a été utilisée en moyenne à 96 %, en dehors des activités d'entretien systématique, aux raffineries de Sarnia et Nanticoke. L'utilisation de la capacité de raffinage annuelle a atteint un niveau record de 94 %. Le secteur des Produits chimiques a enregistré un bénéfice annuel record de 229 M\$ grâce à des marges élevées sur les ventes de polyéthylène.

Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration au quatrième trimestre se sont chiffrés à 1 588 M\$. Les dépenses annuelles en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 5 654 M\$, attribuables principalement aux projets de croissance du secteur Amont de Kearl et Nabiye.

Le contexte commercial de ces derniers mois, marqué par la chute tragique des prix du pétrole brut sur le marché international, constitue une illustration du caractère cyclique du secteur pétrolier et gazier. L'Impériale planifie et exploite ses activités selon une vision à long terme qui se traduit par une résilience dans diverses conditions du marché. Notre résilience provient en grande partie de nos actifs de première qualité à longue durée de vie, de notre modèle commercial intégré et de notre accent sur les principes fondamentaux. Par conséquent, nos plans d'investissement à court terme restent en grande partie inchangés. Toutefois, nous continuerons de veiller de près sur les conditions du marché et d'y agir en conséquence, d'examiner rigoureusement les coûts de fonctionnement et les investissements afin de mettre l'accent sur l'optimisation de la valeur, quel que soit l'environnement dans lequel nous évoluons.

Même après plus d'un siècle d'existence, l'Impériale demeure un chef de file dans la promotion de la technologie et de l'innovation visant à mettre en valeur les ressources énergétiques du Canada de façon responsable. Principal raffineur de produits pétroliers du Canada, un des plus grands producteurs de pétrole brut et de gaz naturel, producteur clé de produits pétrochimiques et chef de file dans la distribution de carburant à l'échelle nationale, notre compagnie est résolue à respecter les normes les plus rigoureuses qui soient, et ce, dans tous les secteurs d'activité.

Faits saillants du quatrième trimestre

- **Le bénéfice net s'est élevé à 671 M\$, soit 0,79 \$ par action sur une base diluée**, en baisse de 36 % comparativement aux 1 056 M\$ ou 1,24 \$ par action enregistrés au cours du quatrième trimestre de 2013.
- **La production s'est élevée en moyenne à 315 000 barils d'équivalent pétrole par jour**, en baisse de 329 000 barils par rapport à la même période de 2013. En excluant l'incidence de la cession d'actifs classiques au début de 2014, la production totale a enregistré une hausse de 4 000 barils par jour.
- **Le débit des raffineries s'est élevé en moyenne à 373 000 barils par jour**, en baisse par rapport aux 387 000 barils enregistrés au quatrième trimestre de 2013. Les activités d'entretien systématique ont contribué à la baisse de débit, soit d'environ 32 000 barils par jour.
- **Les ventes de produits pétroliers ont atteint 480 000 barils par jour**, en hausse de 19 000 barils par jour par rapport au quatrième trimestre de 2013, ce qui concorde avec la stratégie de la compagnie en vue d'accroître ses ventes sur les marchés canadiens qui sont rentables.
- **Les bénéfices du secteur des Produits chimiques ont atteint 63 M\$**, soit une hausse de 17 M\$ par rapport à la même période de 2013. Ces résultats reflètent l'élargissement des marges de raffinage et l'effet du traitement des charges d'alimentation en éthane à un coût avantageux provenant de la formation de schiste de Marcellus.
- **Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 091 M\$**, soit une baisse de 568 M\$ au cours du quatrième trimestre de 2013, principalement attribuable à la baisse du bénéfice.
- **Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration, qui se sont chiffrés à 1 588 M\$**, ont été consacrés principalement aux projets d'expansion de Kearl et de croissance de Nabiye à Cold Lake, dans le secteur Amont.
- **Au cours du quatrième trimestre, la production brute de bitume de Kearl a atteint 66 000 barils par jour** (la part de l'Impériale se chiffrant à 47 000 barils). L'usine a subi un arrêt d'exploitation préventif au cours du mois de novembre à la suite de vibrations excessives dans le concasseur. En excluant l'arrêt d'exploitation, la production moyenne a atteint 87 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 62 000 barils) au cours du trimestre.
- **La phase de construction du projet d'expansion de Kearl a été quasiment achevée**. Des progrès notables ont été réalisés au cours du trimestre et, comme indiqué précédemment, le projet reste en avance sur le calendrier. La mise en service des installations a débuté en préparation pour le démarrage qui devrait intervenir au quatrième trimestre de 2015, et non pas à la fin de l'année, comme cela était initialement prévu.
- **Le projet Nabiye à Cold Lake a fait avancer les activités de mise en service et de démarrage**. Le démarrage des installations a eu lieu tout au long du mois de décembre, suivi de l'adjonction de vapeur initiale dans le réservoir en janvier. La production de bitume escomptée à partir du premier trimestre de 2015 devrait augmenter à 40 000 barils par jour, avant redevance.
- **La description du projet de GNL WCC a été déposée auprès du bureau d'évaluation environnementale de C.-B.** Le dépôt de dossier, nécessaire pour lancer une évaluation environnementale, décrit les mesures proposées pour la production, le stockage et le transport par voie maritime du GNL sur les marchés internationaux. La décision d'investissement finale, non prévue à court terme, dépendra en fin de compte d'un certain nombre de facteurs, dont notamment les approbations gouvernementales et réglementaires, la compétitivité économique, les futures conditions du marché et les conventions de vente de GNL.
- **Modèle d'exploitation des autres stations-service Esso sous évaluation**. Environ 1 200 des 1 700 stations-service Esso à travers le Canada fonctionnent sous le modèle d'exploitation de distributeurs de marque, en vertu duquel l'Impériale fournit du carburant à des tiers indépendants qui possèdent et exploitent les établissements conformément aux normes Esso. L'évaluation aura pour but d'examiner les occasions d'extension de la réussite dudit modèle au reste des 500 stations Esso dans le cadre de la stratégie de croissance de la marque Esso mise sur pied par l'Impériale.
- **Contribution d'un montant total de 4,7 M\$ pour les organismes Centraide à travers le Canada**. L'Impériale, ExxonMobil Canada, les employés, les retraités et les entrepreneurs des deux compagnies ont fait de généreux dons de plus de 3 M\$ aux organismes Centraide, la Fondation Pétrolière Impériale leur a remis une enveloppe de 1,7 M\$, en plus du produit net d'environ 300 000 \$ provenant de la vente d'une partie de la collection d'œuvres d'art de l'Impériale.

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2014 et de 2013

Le bénéfice net de la compagnie pour le deuxième trimestre de 2014 s'est élevé à 671 M\$, soit 0,79 \$ par action sur une base diluée, comparativement à 1 056 M\$ ou 1,24 \$ par action pour la même période de l'exercice précédent.

Le bénéfice net du secteur amont pour le quatrième trimestre s'est établi à 218 M\$ contre 411 M\$ pour la période correspondante de 2013. Le bénéfice pour le quatrième trimestre de 2014 répercutait les effets de la baisse des prix touchés par la compagnie pour le pétrole brut classique d'environ 100 M\$ et la baisse des volumes de quelque 50 M\$. Le bénéfice pour le quatrième trimestre de 2013 comprenait un gain de 73 M\$ sur la vente d'actifs ne servant pas à l'exploitation. Ces facteurs ont été en partie atténués par les effets de change d'un dollar canadien plus faible d'environ 40 M\$.

Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de pétrole brut synthétique a enregistré une baisse d'environ 10 %, soit 82,04 \$ au quatrième trimestre de 2014, comparativement à 91,65 \$ à la même période de l'exercice précédent. Cette baisse des prix reflétait la baisse des prix de référence du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI), qui a reculé d'environ 25 %, en partie atténué par les effets de change d'un dollar canadien plus faible. Le prix moyen touché par la compagnie sur le bitume a reculé de 0,94 \$ le baril, pour s'établir à 52,37 \$ le baril. Ce recul a été atténué par le rétrécissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le bitume relativement au prix de référence du brut. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, s'établissant à 3,25 \$ le millier de pieds cubes au cours du quatrième trimestre de 2014, était en baisse de 6 %, comparativement au prix de 3,45 \$ le millier de pieds cubes pour la même période de 2013.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 152 000 barils par jour au quatrième trimestre, contre 155 000 barils par jour pour la même période de l'exercice précédent. Cette légère baisse est attribuable à la nature cyclique de l'utilisation de vapeur et des processus de production.

La production brute dans le cadre de la mise en valeur initiale de Kearl, qui a été affectée par la panne du concasseur du mois de novembre, s'est établie à 66 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 47 000 barils), en hausse par rapport aux 52 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 37 000 barils) enregistrés au quatrième trimestre de 2013.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude au cours du quatrième trimestre s'est élevée à 73 000 barils par jour, en baisse par rapport aux 77 000 barils par jour au cours du quatrième trimestre de 2013, principalement en raison de l'augmentation des activités d'entretien.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 14 000 barils par jour au cours du quatrième trimestre, en regard de 22 000 barils pour la période correspondante de 2013. La baisse du volume de production découlait essentiellement de l'impact de la cession de biens au cours du premier semestre de 2014.

La production brute de gaz naturel du quatrième trimestre de 2014 a été de 159 millions de pieds cubes par jour, en baisse comparativement à 204 millions de pieds cubes par jour pour la période correspondante de l'exercice précédent, reflétant l'incidence des biens cédés au cours du premier semestre de 2014.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est élevé à 397 M\$ au quatrième trimestre, soit 228 M\$ de moins qu'au trimestre correspondant de l'année 2013. Cette diminution du bénéfice est attribuable principalement à la baisse des marges liées au raffinage et à la commercialisation.

Le bénéfice net du secteur des produits chimiques s'est élevé à 63 M\$ au quatrième trimestre, en hausse par rapport aux 46 M\$ enregistrés au trimestre correspondant de 2013. Cette hausse est essentiellement attribuable aux fortes marges sur les ventes de polyéthylène et au traitement des charges d'alimentation en éthane à un coût avantageux provenant de la formation de schiste de Marcellus.

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2014 et de 2013 (suite)

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 7 M\$ au quatrième trimestre, comparativement à un solde négatif de 26 M\$ pour la période correspondante de 2013 en raison de modifications apportées aux charges liées à la rémunération à base d'actions.

Le solde de trésorerie de la compagnie s'élevait à 215 M\$ au 31 décembre 2014, comparativement à 272 M\$ à la fin de 2013.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 091 M\$ au cours du quatrième trimestre, soit 568 M\$ de moins que pour la période correspondante de 2013. La diminution des flux de trésorerie est principalement attribuable à la baisse du bénéfice.

Les activités d'investissement ont donné lieu à des sorties nettes de 1 445 M\$ au cours du quatrième trimestre, comparativement à 1 434 M\$ au cours de la période correspondante de 2013. Les acquisitions d'immobilisations corporelles se sont établies à 1 438 M\$ contre 1 526 M\$ pour le trimestre correspondant de 2013. Les dépenses au cours du trimestre ont été axées principalement sur l'avancement des projets d'expansion des projets de Kearl et de Cold Lake Nabiye.

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont donné lieu à des rentrées nettes de 526 M\$ au quatrième trimestre, comparativement à des sorties nettes de 29 M\$ au quatrième trimestre de 2013. Au quatrième trimestre, la compagnie a augmenté le niveau de sa dette à long terme de 430 M\$ en tirant des fonds sur une facilité de crédit existante et a augmenté sa dette à court terme de 208 M\$ en émettant des billets de trésorerie supplémentaires. Les dividendes payés au quatrième trimestre de 2014 se sont élevés à 110 M\$, soit 8 M\$ de plus que pour la période correspondante de 2013. Les dividendes versés au deuxième trimestre se sont élevés à 0,13 \$ par action, en hausse comparativement à 0,12 \$ en 2013.

Faits saillants sur 12 mois

- Le bénéfice net s'est élevé à 3 785 M\$, en hausse comparativement aux 2 828 M\$ au cours de l'exercice précédent, le deuxième plus élevé dans l'histoire de la compagnie.
- Le bénéfice net par action ordinaire sur une base diluée a été de 4,45 \$, comparativement à 3,32 \$ en 2013.
- Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 4 405 M\$ comparativement à 3 292 M\$ en 2013.
- Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration se sont chiffrés à 5 654 M\$, les obligations locatives d'une valeur de 186 M\$ incluses. Il est prévu des dépenses d'environ 4 G\$ en 2015, dont les obligations locatives d'environ 500 M\$.
- La moyenne de la production brute de barils d'équivalent pétrole a été de 310 000 barils par jour, en hausse de 5 % par rapport aux 295 000 barils par jour en 2013. Excluant les effets de la cession d'actifs de production classiques du secteur Amont en 2014, la production était en hausse de 12 %.
- Le débit des raffineries s'est établi en moyenne à 394 000 barils par jour, en hausse de 5 % par rapport aux 375 000 barils de l'exercice précédent, ajusté en fonction de la fermeture de la raffinerie de Dartmouth. L'utilisation annuelle de la capacité de raffinage a atteint un pourcentage record de 94 %.
- Les dividendes par action déclarés au cours de l'exercice se sont élevés à 0,52 \$, en hausse de 0,03 \$ par action par rapport à 2013.

Comparaison entre l'année 2014 et l'année 2013

Le bénéfice net en 2014 s'est établi à 3 785 M\$ ou 4,45 \$ par action sur une base diluée, en regard de 2 828 M\$ ou 3,32 \$ par action en 2013.

Le bénéfice net du secteur Amont pour l'année 2014 s'est établi à 2 059 M\$, soit 347 M\$ de plus qu'en 2013. Les résultats en 2014 comprenaient un gain de 478 M\$ provenant de la cession d'actifs de production classiques du secteur Amont, alors que les résultats de 2013 comprenaient un gain de 73 M\$ sur la vente d'actifs ne servant pas à l'exploitation. Les résultats ont également progressé en raison des effets de change d'un dollar canadien plus faible d'environ 280 M\$ et de la hausse des prix obtenus pour les liquides qui a compté pour environ 100 M\$, correspondant à la contribution supplémentaire de la production de Kearl. Ces facteurs ont été partiellement annulés par une hausse des redevances d'environ 220 M\$ associée principalement à une augmentation du prix obtenu pour le bitume, une réduction des coûts admissibles et l'augmentation de la production à Kearl, une hausse des coûts énergétiques et de divers coûts d'exploitation d'environ 130 M\$, et les effets de la baisse des prix touchés par la compagnie pour le pétrole brut canadien d'environ 50 M\$.

Les prix pour la majeure partie de la production de liquides de la compagnie sont fixés en fonction du prix du pétrole brut WTI, un prix de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain. Le pétrole brut WTI avait connu une baisse d'environ 5,14 \$ (en dollars américains) le baril, soit environ 5 % en 2014 comparativement à 2013. Le prix moyen obtenu pour le bitume en dollars canadiens par la compagnie en 2014 était de 67,20 \$ le baril par rapport à 60,57 \$ le baril en 2013, la baisse des prix de référence WTI étant largement compensée par les effets de change d'un dollar canadien plus faible et du rétrécissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le bitume. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de pétrole brut synthétique correspondait pratiquement à celui de 2013, la baisse des prix de référence du pétrole brut WTI étant largement compensée par les effets de change d'un dollar canadien plus faible. Le prix moyen obtenu par la compagnie sur les ventes de gaz naturel (de 4,54 \$ le millier de pieds cubes) en 2014 était supérieur de 1,27 \$ (le millier de pieds cubes) par rapport à 2013.

Comparaison des années 2013 et 2014 (suite)

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 146 000 barils par jour en 2014, en baisse comparativement aux 153 000 barils produits en 2013. Cette baisse est principalement attribuable à la nature cyclique de l'utilisation de la vapeur et des processus de production associés et à l'impact de plusieurs pannes de courant de compagnies tierces non planifiées au premier trimestre.

La production brute dans le cadre de la mise en valeur initiale de Kearl en 2014 s'est établie à 72 000 barils par jour (la part de l'Impériale étant de 51 000 barils) contre 23 000 barils (la part de l'Impériale étant de 16 000 barils) en 2013.

Au cours de l'année 2014, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 64 000 barils par jour, comparativement à 67 000 barils par jour en 2013, principalement attribuable à l'accroissement des activités d'entretien programmé et non programmé.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 18 000 barils par jour en 2014, en regard de 21 000 barils en 2013. La baisse du volume de production découlait essentiellement de l'impact de la cession de biens au cours du premier semestre de 2014.

La production brute de gaz naturel au cours de 2014 s'est élevée à 168 millions de pieds cubes par jour, soit une hausse par rapport aux 201 millions de pieds cubes de l'exercice précédent. La baisse du volume de production découlait essentiellement de l'impact de la cession de biens.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 1 594 M\$, en hausse de 542 M\$ par rapport à 2013. Les résultats en 2013 comprenaient également une charge de 280 M\$ associée à la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Les bénéfices ont également augmenté en raison des effets de l'amélioration de la fiabilité de la raffinerie à hauteur de 330 M\$, et des effets de change d'un dollar canadien plus faible de 130 M\$, tandis que la hausse des marges de commercialisation et du volume de ventes ont contribué quelque 105 M\$. Ces facteurs ont été en partie annulés par la baisse des marges de raffinage d'environ 230 M\$.

Le bénéfice net du secteur des produits chimiques a atteint le chiffre record de 229 M\$ en 2014, en hausse de 67 M\$ par rapport à 2013. De fortes marges obtenues pour toutes les gammes de produits et le traitement des charges d'alimentation en éthane à un coût avantageux provenant de la formation de schiste de Marcellus au début du deuxième trimestre ont contribué à ces résultats historiques.

Dans le calcul du bénéfice net, les comptes non sectoriels ont affiché un solde négatif de 97 M\$ en 2014, en regard d'un solde négatif de 98 M\$ en 2013.

Des données financières et d'exploitation clés 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 qui seront obtenus, notamment quant à la croissance de la demande et la combinaison de sources énergétiques; à la croissance et à la répartition de la production; 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 reliées 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 des 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 prévisionnels ne garantissent pas le rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, qui sont parfois similaires à ceux d'autres sociétés pétrolières et gazières, parfois exclusifs à la Pétrolière Impériale. Les résultats réels de la Pétrolière Impériale peuvent être sensiblement différents des résultats implicites ou explicites selon les énoncés prévisionnels, et les lecteurs sont avisés de ne pas s'y fier aveuglément.

Le terme « projet » tel qu'il est utilisé dans ce rapport peut renvoyer à toute une gamme d'activités différentes et n'a pas nécessairement le même sens que celui qu'on lui donne dans les rapports sur la transparence des paiements au gouvernement.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2014

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice net (PCGR des États-Unis)				
Total des produits et des autres revenus	8 033	8 363	36 966	32 929
Total des dépenses	7 163	6 985	31 945	29 192
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	870	1 378	5 021	3 737
Impôts sur les bénéfices	199	322	1 236	909
Bénéfice net	671	1 056	3 785	2 828
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,80	1,25	4,47	3,34
Bénéfice net par action ordinaire - compte tenu d'une dilution (en dollars)	0,79	1,24	4,45	3,32
Autres données financières				
Taxe d'accise fédérale comprise dans les produits d'exploitation	397	382	1 562	1 423
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	28	74	526	120
Total de l'actif au 31 décembre			40 830	37 218
Total de la dette au 31 décembre			6 891	6 287
Couverture de l'intérêt par le bénéfice (nombre de fois)			61,3	54,8
Autres obligations à long terme au 31 décembre			3 565	3 091
Capitaux propres au 31 décembre			22 530	19 524
Capital utilisé au 31 décembre			29 440	25 834
Rendement du capital moyen utilisé (a) (pour cent)			13,7	12,9
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	110	109	441	415
Par action ordinaire (en dollars)	0,13	0,13	0,52	0,49
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 31 décembre			847,6	847,6
Moyenne - compte tenu d'une dilution	850,2	850,3	850,6	850,6

(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 2014

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2014	2013	2014	2013
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin du trimestre	215	272	215	272
Bénéfice net	671	1 056	3 785	2 828
Ajustements au titre d'éléments hors trésorerie :				
Amortissement et épuisement	260	250	1 096	1 110
(Gain)/perte à la vente d'actifs	(32)	(90)	(696)	(150)
Charge d'impôts futurs et autres	712	206	1 123	482
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	(520)	237	(903)	(978)
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	1 091	1 659	4 405	3 292
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(1 445)	(1 434)	(4 562)	(7 735)
Produits associés à la vente d'actifs	37	92	851	160
FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	526	(29)	100	4 233

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2014

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2014	2013	2014	2013
Bénéfice net (PCGR des États-Unis)				
Secteur Amont	218	411	2 059	1 712
Secteur Aval	397	625	1 594	1 052
Prod. chimiques	63	46	229	162
Comptes non sectoriels et autres	(7)	(26)	(97)	(98)
Bénéfice net	671	1 056	3 785	2 828
PRODUITS ET AUTRES REVENUS				
Secteur Amont	2 645	2 396	13 162	10 187
Secteur Aval	6 214	6 725	27 824	27 487
Prod. chimiques	386	376	1 804	1 574
Éliminations/Autres	(1 212)	(1 134)	(5 824)	(6 319)
Total	8 033	8 363	36 966	32 929
Achats de pétrole brut et de produits				
Secteur Amont	1 203	748	5 628	3 778
Secteur Aval	4 578	4 840	21 476	21 628
Prod. chimiques	230	239	1 196	1 065
Éliminations	(1 209)	(1 132)	(5 821)	(6 316)
Achats de pétrole brut et de produits	4 802	4 695	22 479	20 155
Frais de production et de fabrication				
Secteur Amont	949	881	3 882	3 389
Secteur Aval	439	383	1 564	1 695
Prod. chimiques	50	53	216	210
Éliminations	-	(3)	-	(6)
Frais de production et de fabrication	1 438	1 314	5 662	5 288
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Secteur Amont	1 294	1 483	4 974	7 755
Secteur Aval	262	59	572	187
Prod. chimiques	11	3	26	9
Comptes non sectoriels et autres	21	22	82	69
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	1 588	1 567	5 654	8 020
Frais d'exploration imputés au bénéfice inclus ci-dessus	15	49	67	123

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2014

Données d'exploitation	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2014	2013	2014	2013
Production brute de pétrole brut et de liquides du gaz naturel (LGN) (en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	152	155	146	153
Syncrude	73	77	64	67
Kearl	47	37	51	16
Huile classique	14	22	18	21
Total de la production de pétrole brut	286	291	279	257
LGN mis en vente	2	4	3	4
Total de la production de pétrole brut et de LGN	288	295	282	261
Production brute de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	159	204	168	201
Production brute d'équivalent pétrole (a) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	315	329	310	295
Production nette de pétrole brut et de LGN (en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	120	132	114	127
Syncrude	68	72	60	65
Kearl	44	33	47	15
Huile classique	12	18	14	17
Total de la production de pétrole brut	244	255	235	224
LGN mis en vente	2	4	2	3
Total de la production de pétrole brut et de LGN	246	259	237	227
Production nette de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	150	195	156	189
Production nette d'équivalent pétrole (a) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	271	292	263	259
Ventes de brut fluidifié de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	187	203	190	202
Ventes de brut fluidifié de Kearl (en milliers de barils par jour)	60	52	69	17
Ventes de LGN (en milliers de barils par jour)	6	9	8	9
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Prix touché pour le pétrole brut classique (le baril)	60,47	77,94	76,03	82,41
Prix touché pour les LGN (le baril)	40,68	47,53	49,11	39,26
Prix touché pour le gaz naturel (le millier de pieds cubes)	3,25	3,45	4,54	3,27
Prix touché pour le pétrole synthétique (le baril)	82,04	91,65	99,58	99,69
Prix touché pour le bitume (le baril)	52,37	53,31	67,20	60,57
Débit des raffineries (en milliers de barils par jour)	373	387	394	426
Débit ajusté des raffineries (b) (en milliers de barils par jour)	373	387	394	375
Utilisation de la capacité de raffinage (c) (en pourcentage)	88	92	94	88
Ventes de produits pétroliers (en milliers de barils par jour)				
Essence (essence automobile)	241	229	244	223
Mazout domestique, carburant diesel et carburacteur (distillats)	177	172	179	160
Mazout lourd	28	21	22	29
Huiles lubrifiantes et autres produits (Autres)	34	39	40	42
Ventes nettes de produits pétroliers	480	461	485	454
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes)	214	215	953	940

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

(b) Les activités ont été interrompues le 16 septembre 2013 à la raffinerie de Dartmouth. Le débit des raffineries pour le compte de l'année 2013 a été ajusté en vue d'exclure les volumes traités à la raffinerie de Dartmouth, et ce afin de faciliter la comparaison avec la période correspondante de 2014.

(c) L'utilisation de la capacité est calculée en fonction du nombre de jours durant lesquels les raffineries ont été utilisées comme telles.

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE
QUATRIÈME TRIMESTRE 2014

	Bénéfice net (PCGR des États-Unis) (en millions de dollars canadiens)	Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué (dollars)
2010		
1 ^{er} trimestre	476	0,56
2 ^e trimestre	517	0,60
3 ^e trimestre	418	0,49
4 ^e trimestre	799	0,94
Exercice	2 210	2,59
2011		
1 ^{er} trimestre	781	0,91
2 ^e trimestre	726	0,85
3 ^e trimestre	859	1,01
4 ^e trimestre	1 005	1,18
Année	3 371	3,95
2012		
1 ^{er} trimestre	1 015	1,19
2 ^e trimestre	635	0,75
3 ^e trimestre	1 040	1,22
4 ^e trimestre	1 076	1,26
Exercice	3 766	4,42
2013		
1 ^{er} trimestre	798	0,94
2 ^e trimestre	327	0,38
3 ^e trimestre	647	0,76
4 ^e trimestre	1 056	1,24
Exercice	2 828	3,32
2014		
1 ^{er} trimestre	946	1,11
2 ^e trimestre	1 232	1,45
3 ^e trimestre	936	1,10
4 ^e trimestre	671	0,79
Exercice	3 785	4,45