

Calgary, le 2 février 2018

L'Impériale communique ses résultats financiers et d'exploitation 2017

- Des bénéfices pour l'ensemble de l'exercice de 490 millions de dollars, ou 1 056 millions de dollars excluant les pertes de valeur hors trésorerie comptabilisées du secteur Amont.
- Des travaux sont en cours en vue d'augmenter la production moyenne annuelle brute de Kearl à 240 000 barils par jour.
- Plus de 1,1 milliard de dollars a été versé aux actionnaires sous la forme d'achats d'actions et de dividendes.

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre			12 mois		
	2017	2016	%	2017	2016	%
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	(137)	1 444	(109)	490	2 165	(77)
Bénéfice (perte) net par action ordinaire	(0,16)	1,70	(109)	0,58	2,55	(77)
– compte tenu d'une dilution (en dollars)						
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	216	213	1	671	1 161	(42)

Les gains estimés de 2017 étaient de 490 millions de dollars, représentant les pertes de valeur hors trésorerie comptabilisées de 566 millions de dollars associées au développement du projet Horn River et le projet de gaz de Mackenzie. Les décisions de ne pas aller de l'avant avec ces projets pour le moment sont imputables à de nombreux facteurs, y compris une évaluation de la compétitivité relative de ces investissements. Les résultats de 2017 se comparent à un bénéfice net de 2 165 millions de dollars en 2016, qui inclut un gain de 1,7 milliard de dollars dégagé de la vente de sites de vente au détail.

Tout au long de l'année, l'Impériale a amélioré le rendement et renforcé sa position concurrentielle, en mettant l'accent sur l'augmentation des flux de trésorerie tout en réalisant des rendements supérieurs pour les actionnaires au cours du cycle économique.

Le secteur aval de l'Impériale a continué d'afficher des résultats solides dans l'ensemble de la chaîne de valeur en 2017. Le raffinage a obtenu plusieurs résultats historiques, notamment en matière d'efficacité énergétique et de fiabilité. Les ventes de produits pétroliers ont atteint le plus haut niveau depuis plus de 25 ans, témoignant ainsi de l'engagement de la compagnie à accroître les volumes et à offrir de la valeur à ses clients. L'Impériale a augmenté ses ventes de marque en convertissant les sites de transport par camion Husky à la marque Esso et en ouvrant les premières stations-service de marque Mobil au Canada.

L'Impériale a réalisé une production brute d'équivalent pétrole de 375 000 barils par jour en 2017. La compagnie a continué à mettre en œuvre des améliorations dans le secteur Amont, en augmentant la production annuelle aux sites de Cold Lake et de Kearl, tout en continuant de multiplier les occasions d'améliorer davantage le rendement.

« Des progrès notables ont été réalisés pour résoudre les problèmes de fiabilité au site de Kearl. À la fin de ces améliorations, Kearl est prévu produire une moyenne annuelle nette de 200 000 barils par jour en 2018 », a déclaré Rich Kruger, président du conseil, président et chef de la direction.

Après plus d'un siècle d'existence, l'Impériale demeure un acteur majeur 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, producteur incontournable de pétrole brut et de gaz naturel, producteur clé de produits pétrochimiques et chef de file dans la distribution de carburant à l'échelle du pays, notre compagnie continue de viser les normes les plus élevées qui soient, et ce, dans tous les secteurs d'activité.

Des investissements rentables visant l'ajout d'une option de redondance initiale et de répartition du débit ont été annoncés au quatrième trimestre et devraient être terminés d'ici la fin de l'exercice 2019. Ces travaux permettront de positionner l'exploitation Kearl au-delà de sa portée initiale en augmentant la production moyenne annuelle brute à environ 240 000 barils par jour en 2020.

De plus, la compagnie a versé plus de 1,1 milliard de dollars aux actionnaires en 2017, grâce à la reprise des achats d'actions et la croissance continue des dividendes.

« L'Impériale possède des actifs de première qualité, un avantage sur le plan de l'intégration et une main-d'œuvre dévouée, » a déclaré M. Kruger. « Nous sommes bien positionnés pour continuer à offrir une valeur à long terme à nos actionnaires. »

Après plus d'un siècle d'existence, l'Impériale demeure un acteur majeur 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, producteur incontournable de pétrole brut et de gaz naturel, producteur clé de produits pétrochimiques et chef de file dans la distribution de carburant à l'échelle du pays, notre compagnie continue de viser les normes les plus élevées qui soient, et ce, dans tous les secteurs d'activité.

Faits saillants du quatrième trimestre

- **Une perte nette de 137 millions de dollars ou 0,16 \$ par action sur une base diluée**, représentant les pertes de valeur hors trésorerie comptabilisées du secteur Amont de 566 millions de dollars (0,68 \$ par action) associées au développement de Horn River et au projet gazier Mackenzie. Ce résultat se compare à un bénéfice net de 1 444 millions de dollars (1,70 \$ par action) au quatrième trimestre de 2016, qui comprenait un gain de 988 millions de dollars (1,16 \$ par action) tiré de la vente de sites de vente au détail.
- **Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 080 millions de dollars**, en hausse de 329 millions de dollars par rapport au quatrième trimestre de 2016, soit le résultat trimestriel le plus élevé en plus de deux ans. Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation pour l'ensemble de l'année 2017 se sont élevés à 2 763 millions de dollars.
- **Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 216 millions de dollars**, en hausse de 3 millions de dollars par rapport au quatrième trimestre de 2016. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration s'établissaient à 671 millions de dollars, consacrées principalement au soutien des dépenses d'investissement.
- **Les dividendes versés et le rachat d'actions ont totalisé 384 millions de dollars au quatrième trimestre de 2017**, dont le rachat d'environ 6,3 millions d'actions à un coût de 250 millions de dollars. En 2017, l'Impériale a versé 1 151 millions de dollars aux actionnaires avec le rachat d'actions évaluées à 627 millions de dollars et des dividendes payés pour un total approximatif de 524 millions de dollars.
- **La production s'est établie en moyenne à 399 000 barils d'équivalents pétrole brut par jour**, inchangées comparativement à la période correspondante de 2016, l'accroissement de la production aux sites de Cold Lake et de Kearl a été en partie compensé par une diminution de la production à Syncrude et l'arrêt prolongé de Norman Wells, en raison de la fermeture préventive de la canalisation 21 d'Enbridge.
- **La production moyenne brute de bitume au site de Kearl s'est établie à 176 000 barils par jour au cours du trimestre** (la part de l'Impériale se chiffrant à 125 000 barils), contre 169 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 120 000 barils) au cours du quatrième trimestre de 2016. Les activités d'entretien prévues terminées au cours du trimestre ont affecté la production d'environ 25 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 18 000 barils). La production moyenne brute de bitume à Kearl pour l'ensemble de l'exercice s'est établie à 178 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 126 000 barils), contre 169 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 120 000 barils) en 2016. Les activités d'entretien prévues terminées au cours de 2017 ont affecté la production d'environ 21 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 15 000 barils) et ont inclus la mise en œuvre des activités d'amélioration. À la fin de ces améliorations, Kearl est prévu produire une moyenne annuelle nette de 200 000 barils par jour en 2018.
- **Travaux en cours pour augmenter la production moyenne annuelle brute à 240 000 barils par jour.** L'Impériale a annoncé qu'elle prévoyait investir dans une capacité de concassage supplémentaire et de répartition de débit relié au site de Kearl dans le but d'accroître la fiabilité, augmenter la redondance et diminuer les temps d'arrêt. Les travaux devraient être terminés d'ici la fin de l'exercice 2019, la part de l'Impériale s'élevant à un coût approximatif de 400 millions de dollars.
- **Le débit moyen des raffineries était de 391 000 barils par jour**, par rapport à 401 000 barils par jour au cours du quatrième trimestre de 2016, représentant l'utilisation de la capacité à 92 %. Le capacité de rendement trimestriel repose sur les activités d'entretien prévues à la raffinerie de Nanticoke ayant débuté au troisième trimestre et ayant été achevées au quatrième trimestre. Excluant les activités d'entretien prévues, l'utilisation de la capacité de raffinage se chiffrait à 99 % pour le trimestre.
- **Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 496 000 barils par jour**, une hausse par rapport à 493 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2016. Les ventes annuelles se chiffraient à 492 000 barils par jour, soit le résultat trimestriel le plus élevé depuis plus de 25 ans.

- **Optimisation de l'installation de cogénération à la raffinerie Strathcona.** L'Impériale a annoncé un investissement prévu de 250 millions de dollars dans une installation lui permettant de poursuivre ses objectifs en matière d'efficacité énergétique. Ce projet, comparable aux autres installations de cogénération aménagées dans l'ensemble des opérations de l'Impériale, devrait réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre et réduire les coûts d'exploitation de la raffinerie. Le démarrage est prévu pour 2020.
- **La poursuite de notre engagement envers le respect des normes élevées et l'intégrité opérationnelle,** démontrée par un solide bilan continu de sécurité du personnel, une conformité réglementaire environnementale et aucun incident important en matière de sécurité opérationnelle en 2017. L'impériale demeure résolue à la réalisation de sa vision envers la création d'un milieu de travail où *Personne ne se blesse.*

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2017 et de 2016

La perte nette de la compagnie au quatrième trimestre de 2017 a été de 137 millions de dollars (0,16 \$ par action) sur une base diluée, représentant des pertes de valeur comptabilisées de 289 millions de dollars (0,35 \$ par action) associées au développement de Horn River et de 277 millions de dollars (0,33 \$ par action) liées au projet gazier Mackenzie. Ce résultat se compare à un bénéfice net de 1 444 millions de dollars (1,70 \$ par action) pour la période correspondante de l'exercice précédent, qui comprenait un gain de 988 millions de dollars tiré de la vente de sites de vente au détail.

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 481 millions de dollars au quatrième trimestre, reflétant des pertes de valeur comptabilisées de 289 millions de dollars liées au développement de Horn River et de 277 millions de dollars liées au projet gazier Mackenzie. Excluant les pertes de valeur comptabilisées, le bénéfice net pour le quatrième trimestre de 2017 s'est établi à 85 millions de dollars, contre une perte de 103 millions de dollars pour la période correspondante de 2016. Les résultats ont été négativement touchés par les redevances plus élevées d'environ 100 millions de dollars, la baisse des volumes de production sur les sites de Syncrude et de Norman Wells d'environ 60 millions de dollars, les charges d'exploitation plus élevées au site de Kearl d'environ 50 millions de dollars et l'incidence négative de l'appréciation du dollar canadien d'environ 50 millions de dollars. Les résultats ont bénéficié de l'impact de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut au Canada d'environ 260 millions de dollars.

Le cours moyen du West Texas Intermediate (WTI) a été de 55,32 \$ US par baril durant le quatrième trimestre de 2017, contre 49,34 \$ US durant le même trimestre 2016. Western Canada Select (WCS) s'est établi en moyenne à 43,15 \$ US par baril, contre 34,87 \$ US par baril pour les mêmes périodes. Le différentiel entre WTI et WCS s'est creusé à 22 % au quatrième trimestre de 2017, comparativement à 29 % pour la même période en 2016.

Le dollar canadien valait en moyenne 0,79 \$ US au quatrième trimestre de 2017, soit une hausse de 0,04 \$ US depuis le quatrième trimestre de 2016.

Les réalisations moyennes de l'Impériale en dollars canadiens pour le bitume et le pétrole brut synthétique ont augmenté de manière essentiellement conforme aux références nord-américaines, ajustées en fonction des variations du taux de change et des coûts du transport. Le prix pour le pétrole synthétique a été favorablement touché par les contraintes liées à l'approvisionnement local. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est élevé à 42,92 \$ par baril pour le quatrième trimestre de 2017, soit une augmentation de 8,26 \$ par baril par rapport au quatrième trimestre de 2016. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique était de 74,12 \$ par baril, soit une augmentation de 9,27 \$ pour la même période en 2016.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 168 000 barils par jour au quatrième trimestre, en regard de 159 000 barils par jour pour la même période de l'exercice précédent. Cet accroissement de la production s'explique principalement par l'optimisation de la production et par les cycles de vapeur.

La production moyenne brute de bitume à Kearl s'est établie à 176 000 barils par jour au cours du quatrième trimestre (la part de l'Impériale se chiffrant à 125 000 barils), contre 169 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 120 000 barils) durant le quatrième trimestre de 2016. L'accroissement de la production est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée à 81 000 barils par jour, contre 87 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2016. La baisse de production s'explique principalement par les activités de maintenance prévues et imprévues.

Les bénéfices nets du secteur Aval étaient de 290 millions de dollars au cours du quatrième trimestre, contre 1 361 millions de dollars pour la même période en 2016, qui inclut un gain de 1 122 millions de dollars découlant de la vente de stations-service détenues par la compagnie et des activités d'aviation générale. En excluant l'incidence de la vente d'actifs en 2016, le bénéfice net a augmenté de 51 millions de dollars au quatrième trimestre de 2017, reflétant la hausse des marges de raffinage d'environ 130 millions de dollars et des marges de commercialisation d'environ 60 millions de dollars. Ces facteurs ont été en partie annulés par l'accroissement des activités d'entretien d'environ 120 millions de dollars.

Le débit moyen des raffineries était de 391 000 barils par jour, par rapport à 401 000 barils par jour au cours du quatrième trimestre de 2016. La baisse du débit reflète une augmentation des activités d'entretien liées à la raffinerie de Nanticoke.

Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 496 000 barils par jour, une hausse par rapport à 493 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2016.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a atteint le chiffre record de 74 millions de dollars pour le quatrième trimestre; une hausse par rapport à 27 millions de dollars pour le même trimestre de 2016, principalement attribuable à l'élargissement des marges de raffinage.

Les comptes non sectoriels ont affiché un solde de 20 millions de dollars au quatrième trimestre, comparativement à un solde de 47 millions de dollars pour la période correspondante de 2016, attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 080 millions de dollars au quatrième trimestre, comparativement à 751 millions de dollars pour la période correspondante de 2016, reflétant l'augmentation des revenus, en excluant l'incidence de la vente d'actifs et les pertes de valeur comptabilisées.

Les activités d'investissement ont donné lieu à des entrées nettes de 327 millions de dollars au quatrième trimestre, comparativement à des entrées nettes de 1 597 millions de dollars générés par les activités d'investissements au cours de la période correspondante de 2016, reflétant des produits de la vente d'actifs moins élevés.

Les activités de financement ont généré des décaissements de 391 millions de dollars durant le deuxième trimestre, contre 2 205 millions de dollars durant le quatrième trimestre de 2016, reflétant l'absence de remboursement de dettes. Les dividendes payés au cours du quatrième trimestre de 2017 étaient de 134 millions de dollars. Les dividendes par action versés au quatrième trimestre se sont élevés à 0,16 \$, une hausse par rapport à 0,15 \$ pour la période correspondante de 2016. Durant le deuxième trimestre 2017, l'Impériale a repris ses achats d'actions dans le cadre de son programme de rachat. Au cours du quatrième trimestre, la compagnie a racheté environ 6,3 millions d'actions pour un total approximatif de 250 millions de dollars.

Le solde de trésorerie s'élevait à 1 195 millions de dollars au 31 décembre 2017, comparativement à 391 millions de dollars à la fin de 2016.

Le rachat d'actions devrait actuellement atteindre environ 250 millions de dollars au cours du premier trimestre de 2018. Les plans de rachat peuvent être modifiés à tout moment sans préavis.

Faits saillants pour l'exercice financier

- La perte nette s'est élevée à 490 millions de dollars, contre un bénéfice net de 2 165 millions de dollars au cours de l'exercice précédent.
- Le bénéfice net par action sur une base diluée a été de 0,58 \$, par rapport au bénéfice net par action ordinaire de 2,55 \$ en 2016.
- Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 2 763 millions de dollars, contre 2 015 millions de dollars en 2016.
- Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 671 millions de dollars. En 2018, on s'attend à des dépenses en immobilisations entre 1,5 et 1,7 milliard de dollars, en grande partie reliées au calendrier des investissements de croissance potentiels en amont.
- La moyenne de la production de pétrole brut équivalent a été de 375 000 barils par jour, comparativement à 386 000 barils par jour en 2016.
- Le débit moyen des raffineries était de 383 000 barils par jour, en hausse par rapport à 362 000 barils par jour en 2016.
- Les dividendes par action déclarés depuis le début de l'exercice se sont élevés à 0,63 \$, en hausse de 0,04 \$ par action par rapport à 2016.
- Plus de 627 millions de dollars ont été versés aux actionnaires sous la forme d'achats d'actions.

Comparaison des exercices complets de 2017 et de 2016

La perte nette en 2017 a été de 490 millions de dollars ou 0,58 \$ par action sur une base diluée, représentant des pertes de valeur comptabilisées de 289 millions de dollars (0,35 \$ par action) associées au développement de Horn River et de 277 millions de dollars (0,33 \$ par action) liées au projet gazier Mackenzie. Ce résultat se compare à un bénéfice net de 2 165 millions de dollars (2,55 \$ par action) en 2016, qui comprenait un gain de 1,7 milliard de dollars (2,01 \$ par action) tiré de la vente de sites de vente au détail.

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 706 millions de dollars en 2017, reflétant des pertes de valeur comptabilisées de 289 millions de dollars liées au développement de Horn River et de 277 millions de dollars associées au projet gazier Mackenzie. Excluant ces pertes de valeur comptabilisées, la perte nette s'est chiffrée à 140 millions de dollars par rapport à une perte nette de 661 millions de dollars en 2016. Les résultats ont bénéficié de l'impact de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut au Canada d'environ 1 190 millions de dollars et la hausse des volumes de Kearn d'environ 60 millions de dollars. Les résultats ont été négativement touchés par les redevances plus élevées d'environ 250 millions de dollars, la baisse des volumes de production sur le site de Syncrude et de Norman Wells d'environ 190 millions de dollars, les charges d'exploitation plus élevées principalement liées aux sites de Syncrude et de Kearn d'environ 150 millions de dollars, la hausse des coûts de l'énergie d'environ 80 millions de dollars et l'incidence négative de l'appréciation du dollar canadien d'environ 60 millions de dollars.

La valeur moyenne de West Texas Intermediate s'est établie à 50,85 \$ US le baril en 2017, une baisse par rapport à 43,44 \$ US le baril au cours de l'exercice précédent. Le cours moyen du Western Canada Select (WCS) s'est établi en moyenne à 38,95 \$ US et 29,49 \$ US respectivement pour la même période. Le différentiel WTI et WCS s'est creusé à 23 % en 2017, contre 32 % en 2016.

Le dollar canadien atteignait en moyenne 0,77 \$ US en 2017, soit une baisse de 0,02 \$ US par rapport à 2016.

Les réalisations moyennes de l'Impériale en dollars canadiens pour le bitume et le pétrole brut synthétique ont augmenté de manière essentiellement conforme aux références nord-américaines, ajustées en fonction des variations du taux de change et des coûts du transport. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est établi à 39,13 \$ par baril pour 2017, soit une augmentation de 12,61 \$ par baril par rapport à 2016. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique était de 67,58 \$ par baril, soit une augmentation de 10,46 \$ par baril par rapport à 2016.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 162 000 barils par jour en 2017, une hausse par rapport à 161 000 barils par jour en 2016.

La production moyenne brute de bitume à Kearn s'est établie à 178 000 barils par jour en 2017 (la part de l'Impériale se chiffrant à 126 000 barils), contre 169 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 120 000 barils) en 2016. L'accroissement de la production en 2017 reflète une fiabilité accrue associée aux opérations d'extraction et de préparation du minerai.

Au cours de 2017, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 62 000 barils par jour, une hausse par rapport à 68 000 barils par jour en 2016. Le total de production de 2017 du site Syncrude a été affecté par un incendie dans l'unité de valorisation Syncrude de Mildred Lake en mars 2017, ainsi que par des travaux d'entretien programmés. En 2016, la production avait été affectée par les feux de forêt en Alberta et par des travaux d'entretien programmés.

Les bénéfices nets du secteur Aval étaient de 1 040 millions de dollars, contre 2 754 millions de dollars en 2016, qui inclut un gain de 1 841 millions de dollars découlant de la vente de stations-service détenues par la compagnie et des activités d'aviation générale. En excluant l'incidence de la vente d'actifs en 2016, les bénéfices ont augmenté de 127 millions de dollars reflétant une hausse des marges de raffinage d'environ 340 millions de dollars, une réduction des dépenses de commercialisation d'environ 160 millions de dollars, principalement liées aux cessions d'actifs de vente au détail et à un gain de 151 millions de dollars sur la vente d'un actif excédentaire. Ces facteurs ont été partiellement annulés par des marges de commercialisation moins élevées d'environ 330 millions de dollars principalement liées aux effets de cessions d'actifs de vente au détail et à une augmentation des activités d'entretien d'environ 130 millions de dollars.

Le débit moyen des raffineries a été de 383 000 barils par jour en 2017, une hausse par rapport à 362 000 barils par jour en 2016. L'utilisation des capacités de production a augmenté à environ 91 % contre 86 % en 2016, ce qui fait écho à une réduction des activités d'entretien.

Les ventes de produits pétroliers se sont établies à 492 000 barils par jour en 2017, en hausse par rapport à 484 000 barils par jour en 2016. La croissance des ventes est toujours soutenue par l'optimisation de l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur Aval.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a atteint le chiffre de 235 millions de dollars, une hausse par rapport à 187 millions de dollars en 2016, principalement attribuable à l'élargissement des marges de raffinage.

En 2017, les comptes non sectoriels et autres ont affiché un solde de 79 millions de dollars, comparativement à un solde de 115 millions de dollars en 2016, attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 2 763 millions de dollars pour les en 2017, contre 2 015 millions de dollars en 2016, reflétant des revenus plus élevés, excluant l'effet des ventes d'actifs et des pertes de valeur comptabilisées, partiellement annulées par des effets défavorables du fonds de roulement.

Les activités d'investissement ont donné lieu à des entrées nettes de 781 millions de dollars en 2017, comparativement à des entrées nettes de 1 947 millions de dollars générés par les activités d'investissements en 2016, reflétant des produits de la vente d'actifs moins élevés.

Les activités de financement ont généré des décaissements de 1 178 millions de dollars en 2017, contre 3 774 millions de dollars en 2016, reflétant principalement l'absence de remboursement de dettes, partiellement annulé par le rachat d'actions dans le cadre du programme de rachat d'actions de la compagnie. Les dividendes versés en 2017 se sont élevés à 524 millions de dollars. Le dividende versé par action en 2017 a été de 0,62 \$, une hausse par rapport à 0,58 \$ en 2016.

Au cours de 2017, la compagnie a racheté environ 16,4 millions d'actions pour 627 millions de dollars, ce qui comprend les actions rachetées à la société Exxon Mobil Corporation.

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 prévisionnels. Les futurs résultats financiers et d'exploitation réels, y compris la croissance de la demande et la combinaison de sources énergétiques; la croissance et la répartition de la production; les plans, les dates, les coûts et les capacités des projets; les taux de production; la durée de production et la récupération des ressources; les économies de coûts; les ventes de produits; les sources de financement; et les dépenses liées aux immobilisations et à l'environnement sont susceptibles d'être substantiellement différents en raison d'un certain nombre de facteurs, comme les fluctuations de l'offre et de la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers et pétrochimiques, et des prix et des impacts des marges qui en découlent; les restrictions en matière de transport pour accéder aux marchés, les événements politiques ou l'évolution de la réglementation, y compris des changements apportés aux lois et aux politiques gouvernementales; les taux de redevance applicables et les lois fiscales; l'obtention en temps opportun de l'approbation des organismes de réglementation et de tierces parties; l'opposition de tiers à des opérations et projets; les risques environnementaux inhérents aux activités d'exploration et de production pétrolière et gazière; la réglementation environnementale, y compris les restrictions en matière de changements climatiques et d'émissions de gaz à effet de serre; les taux de change; la disponibilité et l'allocation de capitaux; le rendement de tiers fournisseurs de services; les interruptions opérationnelles imprévues; l'efficacité de gestion, les négociations commerciales, la gestion de projet et des échéanciers; les développements technologiques inattendus; les dangers et risques opérationnels; la planification préalable aux catastrophes; la capacité de développer ou d'acquérir de nouvelles réserves; 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 entreprises pétrolières et gazières, parfois exclusifs à l'Impériale. Les résultats réels de l'Impériale peuvent être sensiblement différents des résultats implicites ou explicites selon les énoncés prévisionnels, et les lecteurs sont priés de ne pas s'y fier aveuglément. L'Impériale ne s'engage aucunement à publier une mise à jour de toute révision des prévisions contenues aux présentes, sauf si la loi l'exige.

Dans ce rapport, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens, sauf indication contraire. Ce rapport doit être lu en parallèle avec le formulaire 10-K le plus récent de l'Impériale. Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

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.

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre		12 mois	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Total des produits et des autres revenus	8 077	8 442	29 424	27 354
Total des dépenses	8 286	6 779	28 842	24 910
Bénéfice (perte) avant impôts	(209)	1 663	582	2 444
Impôts	(72)	219	92	279
Bénéfice (perte) net	(137)	1 444	490	2 165
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	(0,16)	1,70	0,58	2,55
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (dollars)	(0,16)	1,70	0,58	2,55
Autres données financières				
Gain/(perte) à la vente d'actifs, après impôts	1	1 100	192	1 908
Total de l'actif au 31 décembre			41 601	41 654
Total du passif au 31 décembre			5 207	5 234
Couverture des intérêts par le bénéfice (nombre de fois couverts)			6,6	21,2
Autres obligations à long terme au 31 décembre			3 780	3 656
Capitaux propres au 31 décembre			24 435	25 021
Capital utilisé au 31 décembre			29 661	30 272
Rendement des capitaux engagés moyens (en pourcentage) (a)			1,8	7,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	134	127	531	500
Par action ordinaire (dollars)	0,16	0,15	0,63	0,59
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 31 décembre			831,2	847,6
Moyenne – compte tenu d'une dilution	837,8	850,2	845,7	850,5

(a) Le rendement sur les capitaux engagés est constitué du bénéfice net annuel du secteur d'activité excluant les coûts après impôt du financement divisé par la moyenne des capitaux engagés dans le secteur d'activité (une moyenne des montants de début et de la fin de l'exercice).

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		12 mois	
	2017	2016	2017	2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 195	391	1 195	391
Bénéfice (perte) net	(137)	1 444	490	2 165
Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie :				
Dépréciation et épuisement	1 037	399	2 172	1 628
(Gain) perte à la vente d'actifs	(1)	(1 292)	(220)	(2 244)
Impôts sur les bénéfices reportés et autres	27	79	321	114
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :	154	121	-	352
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 080	751	2 763	2 015
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(327)	1 597	(781)	1 947
Produits associés à la vente d'actifs	2	1 777	232	3 021
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(391)	(2 205)	(1 178)	(3 774)

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		12 mois	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Secteur Amont	(481)	103	(706)	(661)
Secteur Aval	290	1 361	1 040	2 754
Produits chimiques	74	27	235	187
Comptes non sectoriels et autres	(20)	(47)	(79)	(115)
Bénéfice (perte) net	(137)	1 444	490	2 165
Revenus et autres produits				
Secteur Amont	2 905	2 483	9 582	7 720
Secteur Aval	6 011	6 718	22 138	21 796
Produits chimiques	357	303	1 371	1 258
Éliminations / comptes non sectoriels et autres	(1 196)	(1 062)	(3 667)	(3 420)
Revenus et autres produits	8 077	8 442	29 424	27 354
Achats de pétrole brut et de produits				
Secteur Amont	1 437	1 082	4 526	3 666
Secteur Aval	4 506	4 039	16 543	14 178
Produits chimiques	178	187	751	705
Éliminations	(1 202)	(1 072)	(3 675)	(3 429)
Achats de pétrole brut et de produits	4 919	4 236	18 145	15 120
Dépenses de production et de fabrication				
Secteur Amont	996	957	3 913	3 591
Secteur Aval	407	369	1 576	1 428
Produits chimiques	57	56	209	205
Éliminations	-	-	-	-
Dépenses de production et de fabrication	1 460	1 382	5 698	5 224
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Secteur Amont	130	151	416	896
Secteur Aval	72	45	200	190
Produits chimiques	5	5	17	26
Comptes non sectoriels et autres	9	12	38	49
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	216	213	671	1 161
Frais d'exploration imputés au bénéfice inclus ci-dessus	154	19	183	94

Données d'exploitation	Quatrième trimestre		12 mois	
	2017	2016	2017	2016
Production brute de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN) (milliers de barils par jour)				
Cold Lake	168	159	162	161
Kearl	125	120	126	120
Syncrude	81	87	62	68
Classique	3	11	4	14
Total de la production de pétrole brut	377	377	354	363
LGN mis en vente	1	1	1	1
Total de la production de pétrole brut et de LGN	378	378	355	364
Production brute de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	126	123	120	129
Production brute d'équivalent pétrole (a) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	399	399	375	386
Production nette de pétrole brut et de LGN (en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	134	139	132	138
Kearl	122	118	123	118
Syncrude	72	86	57	67
Classique	2	8	3	12
Total de la production de pétrole brut	330	351	315	335
LGN mis en vente	1	1	1	1
Total de la production de pétrole brut et de LGN	331	352	316	336
Production nette de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	124	113	114	122
Production nette d'équivalent pétrole (a) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	352	371	335	356
Ventes de brut fluidifié de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	222	209	216	212
Ventes de brut fluidifié de Kearl (en milliers de barils par jour)	172	166	165	162
Ventes de LGN (en milliers de barils par jour)	5	5	6	5
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Bitume (le baril)	42,92	34,66	39,13	26,52
Pétrole synthétique (le baril)	74,12	64,85	67,58	57,12
Pétrole brut classique (le baril)	60,05	30,42	53,51	32,93
LGN (le baril)	43,06	22,47	31,46	15,58
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	2,28	3,29	2,58	2,41
Débit des raffineries (en milliers de barils par jour)	391	401	383	362
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	92	95	91	86
Ventes de produits pétroliers (en milliers de barils par jour)				
Essence	259	260	257	261
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	177	179	177	170
Mazout lourd (b)	14	21	18	16
Huiles lubrifiantes et autres produits	46	33	40	37
Ventes nettes de produits pétroliers	496	493	492	484
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes) (b)	184	204	774	908

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

(b) En 2017, les ventes de produit de noir de carbone sont présentées avec le mazout lourd, tandis qu'elles figuraient dans les ventes de produits pétrochimiques en 2016.

	Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis) en millions de dollars canadiens	Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué dollars
2013		
Premier trimestre	798	0,94
Deuxième trimestre	327	0,38
Troisième trimestre	647	0,76
Quatrième trimestre	1 056	1,24
Exercice	2 828	3,32
2014		
Premier trimestre	946	1,11
Deuxième trimestre	1 232	1,45
Troisième trimestre	936	1,10
Quatrième trimestre	671	0,79
Exercice	3 785	4,45
2015		
Premier trimestre	421	0,50
Deuxième trimestre	120	0,14
Troisième trimestre	479	0,56
Quatrième trimestre	102	0,12
Exercice	1 122	1,32
2016		
Premier trimestre	(101)	(0,12)
Deuxième trimestre	(181)	(0,21)
Troisième trimestre	1 003	1,18
Quatrième trimestre	1 444	1,70
Exercice	2 165	2,55
2017		
Premier trimestre	333	0,39
Deuxième trimestre	(77)	(0,09)
Troisième trimestre	371	0,44
Quatrième trimestre	(137)	(0,16)
Exercice	490	0,58