

Calgary, 1 novembre 2019

L'Impériale annonce ses résultats financiers et d'exploitation du troisième trimestre 2019

- Bénéfice net de 424 millions de dollars; flux de trésorerie provenant de l'exploitation de près de 1,4 milliard de dollars
- Production brute de 407 000 barils d'équivalent pétrole, la plus élevée enregistrée en 30 ans pour un troisième trimestre
- Plus de 512 millions de dollars ont été versés aux actionnaires sous la forme d'achats d'actions et de dividendes

	Troisième trimestre			Neuf mois		
en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	2019	2018	Δ	2019	2018	Δ
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	424	749	-325	1 929	1 461	+468
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	0,56	0,94	-0,38	2,51	1,79	+0,72
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	442	376	+66	1 400	934	+466

Le bénéfice net estimatif du troisième trimestre de 2019 s'est établi à 424 millions de dollars, contre 749 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à près de 1,4 milliard de dollars au troisième trimestre, en hausse par rapport à 1,2 milliard de dollars au troisième trimestre de 2018.

Dans l'ensemble, la production brute d'équivalent pétrole du secteur amont s'est élevée en moyenne à 407 000 barils par jour, en hausse par rapport à 393 000 barils par jour au troisième trimestre de 2018. La production brute à Kearl s'est établie en moyenne à 224 000 barils par jour au troisième trimestre et à 204 000 barils par jour au cours des neuf premiers mois de l'exercice.

« L'Impériale a enregistré sa production la plus élevée en 30 ans pour un troisième trimestre », a déclaré Rich Kruger, président du conseil et chef de la direction. « Ce résultat indique que l'accent mis par la société sur la fiabilité en amont porte des fruits. »

Le débit moyen des raffineries était de 363 000 barils par jour, contre 388 000 barils par jour au troisième trimestre de 2018. Les ventes de produits pétroliers se sont établies en moyenne à 488 000 barils par jour au troisième trimestre, comparativement à 516 000 barils par jour à la même période de 2018. Les volumes du secteur aval ont subi les contrecoups de la révision planifiée de la raffinerie de Nanticoke et les répercussions de l'incident qui s'est produit plus tôt cette année à la tour de fractionnement de Sarnia.

« L'Impériale a encore une fois dégagé de solides flux de trésorerie au troisième trimestre, malgré d'importantes activités d'entretien. Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation totalisent 3,4 milliards de dollars, ce qui permet à la société de financer ses investissements prioritaires tout en remettant les excédents de trésorerie à ses actionnaires. Au cours des neuf premiers mois de 2019, nous avons versé plus de 1,5 milliard de dollars aux actionnaires sous la forme d'achats d'actions et de dividendes », a ajouté M. Kruger.

Comme il a déjà été annoncé, M. Kruger, président du conseil et chef de la direction, a indiqué son intention de prendre sa retraite à la fin de décembre 2019 et le conseil d'administration de l'Impériale a nommé M. Brad Corson au poste de président et à titre d'administrateur en date du 17 septembre 2019. M. Corson assumera également les fonctions de président du conseil et de chef de la direction à compter du 1^{er} janvier 2020. « Le personnel et les actifs de l'Impériale sont des assises solides propices à sa croissance et au maintien de sa position de chef de file au sein de l'industrie de l'énergie canadienne », a affirmé M. Corson. « J'ai hâte de miser sur ces atouts pour offrir une valeur à long terme aux 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, producteur clé de produits pétrochimiques et chef de file dans la distribution de carburant à l'échelle du pays, notre entreprise continue de viser les normes les plus élevées qui soient, et ce, dans tous les secteurs d'activité.

Faits saillants du troisième trimestre

- **Le bénéfice net a été de 424 millions de dollars ou 0,56 dollar par action sur une base diluée**, par rapport à un bénéfice net de 749 millions de dollars, ou 0,94 dollar par action, au troisième trimestre de 2018.
- **Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 1 376 millions de dollars**, en hausse par rapport à 1 207 millions de dollars au troisième trimestre de 2018.
- **Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 442 millions de dollars**, comparativement à 376 millions de dollars au troisième trimestre de 2018. Le total des dépenses en immobilisations prévu pour l'exercice se situe toujours entre 1,8 et 1,9 milliard de dollars.
- **Les dividendes versés et les achats d'actions ont totalisé 512 millions de dollars au troisième trimestre de 2019**. La société a versé 169 millions de dollars en dividendes ou 0,22 dollar par action et a acheté environ 9,8 millions d'actions pour 343 millions de dollars.
- **La production brute s'est élevée en moyenne à 407 000 barils d'équivalent pétrole par jour**, en hausse par rapport à 393 000 barils par jour pour la période correspondante de 2018.
- **La production brute de bitume au site de Kearl s'est établie en moyenne à 224 000 barils par jour** (la part de l'Impériale se chiffrant à 159 000 barils), contre 244 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 173 000 barils) au cours du troisième trimestre de 2018. Pour le trimestre, on estime à 34 000 barils par jour (24 000 barils pour la part de l'impériale) l'impact sur la production brute de la révision planifiée à l'une des deux usines qui s'est déroulée du début septembre à la mi-octobre.
- **La production brute moyenne de bitume au site de Cold Lake s'est établie à 142 000 barils par jour**, comparativement à 150 000 barils par jour pour la même période en 2018.
- **La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 69 000 barils par jour**, en hausse par rapport à 45 000 barils par jour pour la période correspondante de 2018. L'augmentation, principalement attribuable au fait que la production a été épargnée des répercussions de la panne d'électricité de 2018, a été contrebalancée en partie par l'activité de révision planifiée de 75 jours entreprise à la fin août. L'incidence de la révision sur la quote-part de la compagnie dans la production brute au cours du trimestre est estimée à 15 000 barils par jour.
- **Les expéditions de pétrole brut par rail se sont chiffrées en moyenne à 52 000 barils par jour au troisième trimestre**, comparativement à 64 000 barils par jour au deuxième trimestre de 2019.
- **Le débit moyen des raffineries était de 363 000 barils par jour**, contre 388 000 barils par jour au troisième trimestre de 2018. Le taux d'utilisation de la capacité a été de 86 %, comparativement à 92 % au troisième trimestre de 2018. Les résultats reflètent l'incidence d'une révision planifiée à l'installation de Nanticoke, qui a été amorcée en septembre et devrait se terminer en novembre ainsi que les répercussions de l'incident à la tour de fractionnement de Sarnia qui s'est produit plus tôt cette année.
- **Les ventes de produits pétroliers se sont établies à 488 000 barils par jour**, comparativement à 516 000 barils par jour lors du troisième trimestre de 2018. La baisse des volumes est principalement attribuable à la diminution du débit des raffineries.
- **Speedpass+™ application de paiement mobile améliorée et promotion réussie**. Pendant cette campagne de promotion, le nombre d'utilisateurs inscrits a augmenté de 50 %. Les utilisateurs de Speedpass+ peuvent maintenant accumuler des points Esso Extra ou *PC Optimum* lorsqu'ils utilisent l'application dans les stations Esso et Mobil participantes partout au pays.
- **L'Impériale accroîtra ses capacités en matière d'intelligence artificielle**. L'Impériale a annoncé une prochaine collaboration avec l'Alberta Machine Intelligence Institute afin de développer ses capacités internes d'apprentissage automatique, de manière à créer des moyens plus efficaces de récupérer les ressources pétrolières et gazières, de diminuer les coûts d'exploitation et de réduire les retombées environnementales.

Comparaison des troisièmes trimestres de 2019 et de 2018

Le bénéfice net de la compagnie au troisième trimestre de 2019 s'est établi à 424 millions de dollars ou 0,56 dollar par action sur une base diluée, comparativement à 749 millions de dollars ou 0,94 dollar par action pour la même période en 2018.

Le bénéfice net du secteur amont s'est établi à 209 millions de dollars au troisième trimestre, contre 222 millions de dollars pour la même période en 2018. La diminution du bénéfice, qui découle principalement de l'augmentation des charges d'exploitation et des redevances par environ 70 et 50 millions de dollars respectivement, a été compensée en partie par la hausse des volumes d'environ 110 millions de dollars, surtout à Synchronde.

Le prix moyen du West Texas Intermediate (WTI) s'est établi à 56,44 dollars américains le baril au troisième trimestre de 2019, contre 69,43 dollars américains le baril au trimestre correspondant de 2018. Le prix moyen du Western Canada Select (WCS) s'est établi à 44,21 dollars américains le baril et à 47,49 dollars américains le baril pour les mêmes périodes. L'écart de prix entre le WTI et le WCS s'est rétréci au cours du troisième trimestre de 2019 pour s'établir en moyenne à environ 12 dollars américains le baril pour le trimestre, comparativement à environ 22 dollars américains le baril à la même période en 2018.

Le dollar canadien s'est établi en moyenne à 0,76 dollar américain au troisième trimestre de 2019, soit pratiquement la même valeur qu'au troisième trimestre de 2018.

Le prix moyen que l'Impériale a touché en dollars canadiens pour le bitume a augmenté au cours du trimestre, principalement en raison de la baisse des coûts des diluants, qui a été contrebalancée en partie par la diminution du WCS. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est établi à 51,12 dollars le baril au troisième trimestre de 2019, en hausse par rapport aux 50,42 dollars le baril touchés au troisième trimestre de 2018. Le prix moyen que la compagnie a touché en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique a diminué dans l'ensemble conformément au WTI au cours du trimestre, rajusté pour tenir compte des variations des taux de change et des frais de transport. Le prix touché pour le pétrole brut synthétique s'est établi en moyenne à 77,27 dollars le baril au troisième trimestre de 2019, contre 89,70 dollars le baril à la période correspondante de 2018.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est établie en moyenne à 142 000 barils par jour au troisième trimestre, contre 150 000 barils par jour à la période correspondante de 2018.

La production brute de bitume de Kearl s'est établie en moyenne à 224 000 barils par jour au troisième trimestre (la part de l'Impériale se chiffrant à 159 000 barils), contre 244 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 173 000 barils) au troisième trimestre de 2018. La baisse de production s'explique principalement par le moment d'une activité de révision planifiée.

La quote-part de la compagnie dans la production brute de Synchronde s'est élevée en moyenne à 69 000 barils par jour, en hausse par rapport à 45 000 barils par jour au troisième trimestre de 2018. L'augmentation de la production, épargnée des répercussions de la panne d'électricité de 2018, a été contrebalancée en partie par l'activité de révision planifiée.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est chiffré à 221 millions de dollars au troisième trimestre, contre 502 millions de dollars au troisième trimestre de 2018. Cette baisse s'explique par la contraction des marges et l'activité de révision planifiée, qui ont retranché respectivement près de 230 et 70 millions de dollars au bénéfice.

Le débit moyen des raffineries était de 363 000 barils par jour, contre 388 000 barils par jour au troisième trimestre de 2018. Le taux d'utilisation de la capacité a été de 86 %, comparativement à 92 % au troisième trimestre de 2018. La baisse du débit est principalement attribuable à l'incidence d'une révision planifiée à Nanticoke et aux répercussions de l'incident à la tour de fractionnement de Sarnia qui s'est produit plus tôt en 2019.

Les ventes de produits pétroliers se sont établies à 488 000 barils par jour, contre 516 000 barils par jour lors du troisième trimestre de 2018. La baisse des ventes de produits pétroliers est principalement attribuable à la baisse des volumes raffinés.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques s'est établi à 38 millions de dollars au troisième trimestre, comparativement à 69 millions de dollars au trimestre correspondant de 2018, ce qui reflète principalement la baisse des marges.

Les charges du siège social et autres charges se sont établies à 44 millions de dollars au troisième trimestre, la même valeur que celle enregistrée pour la période correspondante de 2018.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont établis à 1 376 millions de dollars au troisième trimestre, en hausse par rapport à 1 207 millions de dollars pour la période correspondante de 2018, reflétant principalement les effets favorables des fonds de roulement, contrebalancés en partie par le recul du bénéfice.

Les activités d'investissement ont utilisé des flux de trésorerie nets de 413 millions de dollars au troisième trimestre, comparativement à 352 millions de dollars à la période correspondante de 2018.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 519 millions de dollars au troisième trimestre, comparativement à 580 millions de dollars au troisième trimestre de 2018. Les dividendes versés au troisième trimestre de 2019 se sont élevés à 169 millions de dollars. Le dividende par action versé au troisième trimestre a été de 0,22 dollar, en hausse par rapport à 0,19 dollar pour la période correspondante de 2018. Au cours du troisième trimestre, la compagnie, dans le cadre de son programme d'achat d'actions, a acheté environ 9,8 millions d'actions pour 343 millions de dollars, y compris des actions achetées d'Exxon Mobil Corporation. Au troisième trimestre de 2018, la compagnie a acheté environ 10 millions d'actions pour 418 millions de dollars.

Le solde de trésorerie de la compagnie s'établissait à 1 531 millions de dollars au 30 septembre 2019, contre 1 148 millions de dollars à la fin du troisième trimestre de 2018.

À l'heure actuelle, la compagnie envisage d'effectuer ses rachats d'actions de manière uniforme pendant la durée du programme. Les plans de rachat peuvent être modifiés à tout moment sans préavis.

Faits saillants des neuf premiers mois

- Le bénéfice net s'est élevé à 1 929 millions de dollars, une augmentation par rapport au bénéfice net de 1 461 millions de dollars en 2018.
- Le bénéfice net par action sur une base diluée a été de 2,51 dollars, une hausse par rapport au bénéfice net par action de 1,79 dollar en 2018.
- Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 3 405 millions de dollars, contre 3 051 millions de dollars en 2018.
- La production brute s'est élevée en moyenne à 398 000 barils d'équivalent pétrole par jour, en hausse par rapport à 367 000 barils par jour en 2018.
- Le débit moyen des raffineries était de 363 000 barils par jour, par rapport à 386 000 barils par jour en 2018.
- Les ventes de produits pétroliers se sont établies à 481 000 barils par jour, par rapport à 503 000 barils par jour en 2018.
- Le dividende par action déclaré depuis le début de l'exercice a totalisé 0,63 dollar, en hausse par rapport à 0,54 dollar par action en 2018.
- Plus de 1,5 milliard de dollars ont été versés aux actionnaires sous la forme d'achats d'actions et de dividendes.

Comparaison des neuf premiers mois de 2019 et de 2018

Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2019 s'est établi à 1 929 millions de dollars ou 2,51 dollars par action sur une base diluée, en hausse par rapport au bénéfice net de 1 461 millions de dollars ou 1,79 dollar par action pour les neuf premiers mois de 2018. Les résultats de 2019 tiennent compte de l'incidence favorable, surtout hors trésorerie, de 662 millions de dollars liée à la réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Alberta. Le 28 juin 2019, le gouvernement de l'Alberta a adopté une réduction de 4 % du taux d'imposition provincial, le faisant passer de 12 à 8 % d'ici 2022.

Le bénéfice net du secteur amont s'est établi à 1 252 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, reflétant l'incidence favorable de la baisse du taux d'imposition des sociétés de l'Alberta, qui se chiffre à 689 millions de dollars. Abstraction faite de cette incidence, le bénéfice net de 2019 s'est établi à 563 millions de dollars, en hausse par rapport à un bénéfice net de 172 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. L'amélioration des résultats reflète la hausse des volumes d'environ 530 millions de dollars, principalement à Syncrude, à Kearl et à Norman Wells, ainsi que l'incidence de la hausse du prix touché pour le pétrole brut d'environ 220 millions de dollars et des effets de change favorables d'environ 90 millions de dollars. Les résultats ont subi l'incidence négative de l'augmentation des charges d'exploitation d'environ 270 millions de dollars, des redevances plus élevées d'environ 130 millions de dollars et d'une baisse des volumes à Cold Lake se chiffrant à environ 70 millions de dollars.

Le prix moyen du baril de West Texas Intermediate s'est établi à 57,10 dollars américains pour les neuf premiers mois de 2019, contre 66,77 dollars américains pour la période correspondante de 2018. Le prix moyen du Western Canada Select s'est établi à 45,32 dollars américains le baril et à 44,98 dollars américains le baril pour les mêmes périodes. L'écart de prix entre le WTI et le WCS s'est rétréci pour s'établir en moyenne à environ 12 dollars américains le baril en moyenne pour les neuf premiers mois de 2019, comparativement à environ 22 dollars américains le baril au cours de la même période en 2018.

Le dollar canadien s'est établi en moyenne à 0,75 dollar américain au cours des neuf premiers mois de 2019, en baisse de 0,03 dollar américain par rapport à la même période en 2018.

Le prix moyen que l'Impériale a touché en dollars canadiens pour le bitume a augmenté au cours des neuf premiers mois de 2019, principalement en raison de la baisse des coûts des diluants. Le prix touché pour le bitume s'est établi en moyenne à 52,44 dollars le baril, en hausse par rapport aux 45,04 dollars le baril obtenus à la même période en 2018. Le prix moyen que la compagnie a touché en dollars canadiens pour le

pétrole brut synthétique a diminué de façon générale conformément au WTI, rajusté pour tenir compte des variations des taux de change et des frais de transport. Le prix touché pour le pétrole brut synthétique s'est établi en moyenne à 74,59 dollars le baril, contre 83,66 dollars le baril à la période correspondante de 2018.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est établie en moyenne à 141 000 barils par jour au cours des neuf premiers mois de 2019, contre 145 000 barils par jour à la période correspondante de 2018.

La production brute de bitume de Kearl s'est élevée en moyenne à 204 000 barils par jour au cours des neuf premiers mois de 2019 (la part de l'Impériale se chiffrant à 145 000 barils), en hausse par rapport à 202 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 144 000 barils) à la période correspondante de 2018.

Au cours des neuf premiers mois de 2019, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 76 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 53 000 barils par jour pour la période correspondante de 2018. L'augmentation de la production était principalement attribuable au fait qu'elle n'a pas eu à subir les répercussions d'une panne d'électricité, comme en 2018.

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 736 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2019, comparativement à 1 224 millions de dollars pour la période correspondante de 2018. Cette baisse s'explique par la contraction des marges, des incidents de fiabilité, dont l'incident de la tour de fractionnement de Sarnia et une diminution des volumes de ventes, qui ont retranché respectivement environ 430, 140 et 100 millions de dollars au bénéfice. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la diminution de l'incidence nette des révisions d'environ 80 millions de dollars et par des effets de change favorables d'environ 60 millions de dollars.

Le débit moyen des raffineries était de 363 000 barils par jour au cours des neuf premiers mois de 2019, contre 386 000 barils au cours de la même période en 2018. Le taux d'utilisation de la capacité a été de 86 %, comparativement à 91 % pour la même période en 2018. La baisse du débit est principalement attribuable aux répercussions de l'augmentation des activités de révision planifiée et de l'incident à la tour de fractionnement de Sarnia.

Les ventes de produits pétroliers s'élevaient à 481 000 barils par jour au cours des neuf premiers mois de 2019, contre 503 000 barils par jour pour la période correspondante en 2018. La baisse des ventes de produits pétroliers est principalement attribuable à la baisse des volumes raffinés.

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques s'est établi à 110 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2019, contre 220 millions de dollars à la période correspondante de 2018, ce qui reflète principalement la baisse des marges.

Les charges du siège social et autres charges se sont établies à 169 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2019, contre 155 millions de dollars pour la période correspondante de 2018.

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 3 405 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2019, en hausse par rapport aux 3 051 millions de dollars constatés à la période correspondante de 2018, ce qui reflète principalement les effets favorables du fonds de roulement.

Les activités d'investissement ont utilisé des flux de trésorerie nets de 1 305 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2019, comparativement à 1 096 millions de dollars en 2018, principalement en raison de l'augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 1 557 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2019, contre 2 002 millions de dollars à la période correspondante de 2018. Les dividendes versés au cours des neuf premiers mois de 2019 se sont élevés à 465 millions de dollars. Le dividende par action versé dans les neuf premiers mois de 2019 a été de 0,60 dollar, en hausse par rapport à 0,51 dollar pour la période correspondante de 2018. Au cours des neuf premiers mois de 2019, la compagnie, dans le cadre de son programme d'achat d'actions, a acheté environ 29,6 millions d'actions pour 1 072 millions de dollars, y compris des actions achetées d'Exxon Mobil Corporation. Au cours des neuf premiers mois de 2018, la compagnie a acheté environ 38,5 millions d'actions pour 1 561 millions de dollars.

Des données financières et d'exploitation clés suivent.

Énoncés prospectifs

Les énoncés contenus dans le présent rapport qui sont liés à des situations ou à des événements futurs, y compris les prévisions, les objectifs, les attentes, les estimations et les plans d'affaires, sont des énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs peuvent être caractérisés par des termes comme croire, anticiper, proposer, planifier, objectif, viser, estimer, s'attendre à, futur, continuer, probable, pouvoir, devoir, sera et d'autres termes semblables faisant référence à des périodes futures. L'information concernant les dépenses en immobilisations en 2019; le calendrier des activités de révision à Nanticoke; la mise au point et l'application de technologies reposant sur l'intelligence artificielle et leurs retombées; et les achats prévus dans le cadre du programme d'achat d'actions constituent des déclarations prospectives.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes, estimations, projections et hypothèses actuelles de la compagnie au moment où les énoncés sont faits. Les résultats financiers et d'exploitation futurs réels, y compris les attentes et les hypothèses concernant la croissance de la demande et les sources, l'offre et la composition de l'énergie; les prix des marchandises et les taux de change; les taux de production, la croissance et la composition de la production; les plans, les dates, les coûts, les capacités et l'exécution des projets, la durée de production et le recouvrement des ressources; les économies, les lois et politiques gouvernementales applicables; les dépenses reliées aux immobilisations et à l'environnement pourraient varier considérablement selon un certain nombre de facteurs. Ces facteurs comprennent les variations de l'offre et de la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers et pétrochimiques ainsi que les répercussions sur les prix et les marges qui en découlent; le transport pour accéder aux marchés; les événements politiques ou réglementaires, y compris les modifications apportées aux lois ou aux politiques gouvernementales, aux taux de redevances applicables et aux lois fiscales; l'opposition des tiers aux activités et aux projets; les risques environnementaux inhérents aux activités d'exploration pétrolière et gazière et à la production et aux activités connexes; la réglementation environnementale, comprenant les changements climatiques, les règlements concernant les gaz à effet de serre et les changements à ces règlements; les taux de change; la disponibilité et la répartition du capital; la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services; les perturbations opérationnelles imprévues; l'efficacité de la gestion; la gestion de projet et les échéanciers; les réactions aux développements technologiques; les dangers et les risques opérationnels; les incidents de cybersécurité; la préparation aux catastrophes; la capacité de valoriser ou d'acquérir des réserves supplémentaires; et les autres facteurs dont il est question dans les facteurs de risque à la rubrique 1A et à la rubrique 7 du rapport de gestion sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée du plus récent rapport annuel sur le formulaire 10-K.

Les énoncés prospectifs 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 l'Impériale. Les résultats réels de l'Impériale peuvent être sensiblement différents des résultats implicites ou explicites selon les énoncés prospectifs, 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 énoncés prospectifs contenus aux présentes, sauf si la loi l'exige.

Dans ce communiqué, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens, sauf indication contraire. Ce communiqué 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.

Annexe I

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Total des produits et des autres revenus	8 736	9 732	25 979	27 209
Total des dépenses	8 182	8 706	24 298	25 222
Bénéfice (perte) avant impôts	554	1 026	1 681	1 987
Impôts sur le bénéfice	130	277	(248)	526
Bénéfice (perte) net	424	749	1 929	1 461
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	0,56	0,94	2,51	1,79
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	0,56	0,94	2,51	1,79
Autres données financières				
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	25	6	31	21
Total des actifs au 30 septembre			41 907	41 819
Total du passif au 30 septembre			5 161	5 188
Capitaux propres au 30 septembre			24 965	23 979
Capital utilisé au 30 septembre			30 150	29 186
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	166	151	482	438
Par action ordinaire (en dollars)	0,22	0,19	0,63	0,54
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 30 septembre			752,9	792,7
Moyenne – compte tenu d'une dilution	760,3	800,5	770,0	816,9

Annexe II

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2019	2018	2019	2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 531	1 148	1 531	1 148
Bénéfice (perte) net	424	749	1 929	1 461
Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie :				
Dépréciation et épuisement	419	364	1 201	1 099
Dépréciation d'actifs incorporels	-	46	-	46
(Gain) perte à la vente d'actifs	(28)	(10)	(34)	(29)
Impôts sur les bénéfices reportés et autres	116	276	(359)	485
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	445	(218)	668	(11)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 376	1 207	3 405	3 051
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(413)	(352)	(1 305)	(1 096)
Produits associés à la vente d'actifs	30	13	66	34
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(519)	(580)	(1 557)	(2 002)

Annexe III

en millions de dollars canadiens	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Secteur Amont	209	222	1 252	172
Secteur Aval	221	502	736	1 224
Produits chimiques	38	69	110	220
Comptes non sectoriels et autres	(44)	(44)	(169)	(155)
Bénéfice (perte) net	424	749	1 929	1 461
Produits et autres revenus				
Secteur Amont	3 105	3 262	10 000	8 880
Secteur Aval	6 612	7 330	19 425	20 542
Produits chimiques	298	408	935	1 187
Éliminations / Comptes non sectoriels et autres	(1 279)	(1 268)	(4 381)	(3 400)
Produits et autres revenus	8 736	9 732	25 979	27 209
Achats de pétrole brut et de produits				
Secteur Amont	1 376	1 566	4 764	4 513
Secteur Aval	5 142	5 567	15 062	15 664
Produits chimiques	167	239	531	657
Éliminations	(1 286)	(1 273)	(4 401)	(3 418)
Achats de pétrole brut et de produits	5 399	6 099	15 956	17 416
Dépenses de production et de fabrication				
Secteur Amont	1 087	1 073	3 414	3 191
Secteur Aval	460	356	1 315	1 212
Produits chimiques	54	51	182	154
Éliminations	-	-	-	-
Dépenses de production et de fabrication	1 601	1 480	4 911	4 557
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Secteur Amont	302	257	975	646
Secteur Aval	124	105	364	250
Produits chimiques	4	8	27	19
Comptes non sectoriels et autres	12	6	34	19
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	442	376	1 400	934
Frais d'exploration imputés au bénéfice inclus ci-dessus	4	4	42	13

Données d'exploitation	Troisième trimestre		Neuf mois	
	2019	2018	2019	2018
Production brute de pétrole brut et de liquides du gaz naturel (LGN) (en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	142	150	141	145
Kearl	159	173	145	144
Syncrude	69	45	76	53
Classique	13	3	12	3
Total de la production de pétrole brut	383	371	374	345
LGN mis en vente	2	1	1	1
Total de la production de pétrole brut et de LGN	385	372	375	346
Production brute de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	132	127	138	124
Production brute d'équivalent pétrole (a) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	407	393	398	367
Production nette de pétrole brut et de LGN (en milliers de barils par jour)				
Cold Lake	110	119	113	117
Kearl	154	163	139	137
Syncrude	60	45	66	51
Classique	13	3	13	2
Total de la production de pétrole brut	337	330	331	307
LGN mis en vente	1	2	2	2
Total de la production de pétrole brut et de LGN	338	332	333	309
Production nette de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	131	127	137	122
Production nette d'équivalent pétrole (a) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	360	353	356	329
Ventes de brut fluidifié de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	181	194	186	198
Ventes de brut fluidifié de Kearl (en milliers de barils par jour)	226	234	200	200
Ventes de LGN (en milliers de barils par jour)	5	5	6	5
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Bitume (le baril)	51,12	50,42	52,44	45,04
Pétrole synthétique (le baril)	77,27	89,70	74,59	83,66
Pétrole brut classique (le baril)	53,90	74,02	54,79	70,69
LGN (le baril)	14,96	36,92	23,72	38,93
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	1,36	2,19	2,06	2,37
Débit des raffineries (en milliers de barils par jour)	363	388	363	386
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	86	92	86	91
Ventes de produits pétroliers (en milliers de barils par jour)				
Essence	259	264	250	254
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	164	179	169	182
Mazout lourd	25	29	24	25
Huiles lubrifiantes et autres produits	40	44	38	42
Ventes nettes de produits pétroliers	488	516	481	503
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes)	194	208	579	626

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

Annexe V

	Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis) en millions de dollars canadiens	Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (a) dollars canadiens
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
2018		
Premier trimestre	516	0,62
Deuxième trimestre	196	0,24
Troisième trimestre	749	0,94
Quatrième trimestre	853	1,08
Exercice	2 314	2,86
2019		
Premier trimestre	293	0,38
Deuxième trimestre	1 212	1,57
Troisième trimestre	424	0,56
Exercice	1 929	2,51

(a) Calculé à l'aide du nombre moyen d'actions en circulation au cours de chaque période. La somme des trimestres présentés peut ne pas correspondre au total de l'exercice.