

Calgary, 30 janvier 2026

TSE : IMO, NYSE American : IMO

L'Impériale annonce ses résultats financiers et d'exploitation pour le quatrième trimestre 2025

- Bénéfice net trimestriel de 492 millions de dollars et bénéfice net trimestriel hors les éléments identifiés¹ de 968 millions de dollars
- Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1 918 millions de dollars
- Production trimestrielle du secteur Amont de 444 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour, et la production annuelle la plus élevée depuis plus de 30 ans, soit 438 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour
- Production trimestrielle de Kearn de 274 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 194 000 barils) et production brute annuelle totale de 280 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 199 000 barils)
- Production trimestrielle de Cold Lake de 153 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour et production annuelle totale de 151 000 barils par jour
- Taux d'utilisation de la capacité des raffineries du secteur Aval de 94 pour cent pour le trimestre et de 93 pour cent pour l'exercice
- La compagnie a distribué 2 072 millions de dollars aux actionnaires pour le trimestre, dont 361 millions de dollars sous forme de dividendes versés et 1 711 millions de dollars en rachats d'actions
- Dividende trimestriel en hausse de 20 pour cent, passant de 72 cents à 87 cents par action

	Quatrième trimestre			Douze mois		
en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	492	1 225	(733)	3 268	4 790	(1 522)
Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés ¹	968	1 225	(257)	4 299	4 790	(491)
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	1,00	2,37	(1,37)	6,48	9,03	(2,55)
Bénéfice (perte) net hors les éléments identifiés ¹ par action ordinaire, compte tenu d'une dilution (en dollars)	1,97	2,37	(0,40)	8,53	9,03	(0,50)
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	651	423	+228	2 027	1 867	+160

L'Impériale a déclaré un bénéfice net estimé au quatrième trimestre de 492 millions de dollars, comparativement à un bénéfice net de 539 millions de dollars au troisième trimestre de 2025, principalement attribuable à la baisse des prix obtenus dans le secteur Amont. Hors les éléments identifiés¹, le bénéfice net était de 968 millions de dollars, comparativement à 1 094 millions de dollars au troisième trimestre de 2025. Les éléments identifiés¹ au quatrième trimestre étaient liés à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells et à une charge unique distincte associée à l'optimisation des stocks de matériaux et de fournitures.

Les flux de trésorerie trimestriels liés aux activités d'exploitation se sont élevés à 1 918 millions de dollars, en hausse par rapport aux 1 798 millions de dollars au troisième trimestre de 2025. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors les effets du fonds de roulement, se sont élevés à 1 260 millions de dollars, y compris des effets défavorables de 325 millions de dollars liés aux éléments identifiés¹. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors les effets du fonds de roulement, se sont élevés à 1 600 millions de dollars au troisième trimestre de 2025, y compris des effets défavorables de 149 millions de dollars liés aux éléments identifiés¹.

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI

Après plus d'un siècle d'activité, L'Impériale continue de dominer son secteur en mettant la technologie et l'innovation au service du développement responsable des ressources énergétiques canadiennes. En tant que premier raffineur de pétrole au Canada, producteur de pétrole brut et de produits pétrochimiques de premier plan et principal distributeur de carburants à l'échelle nationale, notre entreprise s'engage à maintenir des normes élevées dans tous ses domaines d'activité.

Le bénéfice net estimé pour l'exercice était de 3 268 millions de dollars, avec des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 6 708 millions de dollars. Hors les éléments identifiés¹, le bénéfice net estimé pour l'exercice était de 4 299 millions de dollars. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice, hors les effets du fonds de roulement, se sont élevés à 6 033 millions de dollars, y compris des effets défavorables de 474 millions de dollars liés aux éléments identifiés¹.

« L'année écoulée a démontré la solidité de notre modèle d'affaires intégré, puisque nous avons atteint une production annuelle record de pétrole brut, déployé une technologie avantageuse à Cold Lake et mis en service la plus grande usine de diesel renouvelable au Canada », a déclaré John Whelan, président du conseil d'administration, président et président-directeur général. « Pour l'avenir, nous sommes confiants dans nos plans visant à augmenter nos volumes de manière rentable, à réduire les charges décaissées unitaires et à faire progresser notre restructuration, tout en continuant à mettre l'accent sur la sécurité et l'excellence opérationnelle. »

La production du secteur Amont au trimestre s'est élevée en moyenne à 444 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour. À Kearn, la production trimestrielle brute totale s'est établie en moyenne à 274 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 194 000 barils), les activités d'exploitation ayant été perturbées par le temps pluvieux au début du trimestre. La production à Cold Lake s'est établie à 153 000 barils par jour, suite à la mise en service du nouveau projet de SGSIV Leming. La quote-part de la compagnie dans la production de Syncrude pour le trimestre s'est établie en moyenne à 87 000 barils par jour et a contribué à une production annuelle de 79 000 barils par jour.

Le débit du secteur Aval pour le trimestre s'est élevé en moyenne à 408 000 barils par jour, reflétant l'incidence des activités d'entretien planifiées à Sarnia et des travaux d'entretien supplémentaires dans le centre de fabrication de l'est de la compagnie, ce qui s'est traduit par un taux global d'utilisation de la capacité des raffineries de 94 pour cent. Les ventes de produits pétroliers se sont établies en moyenne à 479 000 barils par jour. Le débit pour l'exercice s'est élevé en moyenne à 402 000 barils par jour, avec un taux d'utilisation de la capacité des raffineries de 93 pour cent et des ventes de produits pétroliers de 470 000 barils par jour.

Au cours du trimestre, L'Impériale a distribué 2 072 millions de dollars aux actionnaires sous forme de dividendes versés et de rachats d'actions accélérés dans le cadre de son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

« Notre stratégie d'entreprise, nos plans d'investissement et nos initiatives en matière d'efficacité, y compris la restructuration, me rassurent quant à notre capacité à continuer d'accroître la valeur et les rendements pour les actionnaires », a déclaré M. Whelan. « Je suis heureux d'annoncer une augmentation de 20 pour cent de notre dividende, qui passe à 87 cents par action. »

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI

Faits saillants du quatrième trimestre

- **Le bénéfice net s'est élevé à 492 millions de dollars, ou 1,00 dollar par action sur une base diluée,** comparativement à 1 225 millions de dollars, ou 2,37 dollars par action, au quatrième trimestre de 2024. Les résultats au trimestre actuel comprennent des éléments identifiés¹ de 320 millions de dollars après impôts liés à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells et à une charge unique distincte de 156 millions de dollars associée à l'optimisation des stocks de matériaux et de fournitures.
- **Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1 918 millions de dollars** sont en hausse par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1 789 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors les effets du fonds de roulement¹, se sont élevés à 1 260 millions de dollars, y compris des effets défavorables de 325 millions de dollars liés aux éléments identifiés¹, comparativement à 1 650 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024.
- **Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 651 millions de dollars,** en hausse comparativement à 423 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024.
- **La compagnie a distribué 2 072 millions de dollars aux actionnaires au quatrième trimestre de 2025,** dont 361 millions de dollars sous forme de dividendes versés et 1 711 millions de dollars de rachats d'actions accélérés dans le cadre de son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.
- **La production du secteur Amont s'est établie en moyenne à 444 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour,** comparativement à 460 000 barils par jour d'équivalent pétrole brut par jour au quatrième trimestre de 2024, les activités d'exploitation à Kearl ayant été perturbées par le temps pluvieux au début du trimestre.
- **La production brute totale de bitume au site de Kearl s'est établie en moyenne à 274 000 barils par jour** (la part de L'Impériale se chiffrant à 194 000 barils), comparativement aux 299 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 212 000 barils) au quatrième trimestre de 2024, les activités d'exploitation ayant été perturbées par le temps pluvieux au début du trimestre.
- **La production de bitume brut à Cold Lake s'est établie en moyenne à 153 000 barils par jour,** comparativement à 157 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2024.
- **Le projet de SGSIV de Leming à Cold Lake a été mis en service, et comme prévu,** la production a augmenté pour atteindre un pic d'environ 9 000 barils par jour.
- **La quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est établie en moyenne à 87 000 barils par jour,** en hausse par rapport à 81 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2024.
- **Annnonce de l'intention d'accélérer l'arrêt de la production à Norman Wells,** dans les Territoires du Nord-Ouest, d'ici la fin du troisième trimestre de 2026, car ce gisement arrive à la fin de son exploitation économique.
- **Le débit moyen des raffineries s'est élevé en moyenne à 408 000 barils par jour,** comparativement à 411 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2024, cela étant principalement attribuable aux travaux d'entretien supplémentaires dans le centre de fabrication de l'est de la compagnie. Le taux d'utilisation de la capacité de raffinage s'est situé à 94 pour cent, contre 95 pour cent au quatrième trimestre de 2024.
- **Les ventes de produits pétroliers se sont élevées à 479 000 barils par jour,** en hausse par rapport aux 458 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2024, en raison de l'augmentation des volumes dans les circuits d'approvisionnement et de vente au détail, soutenue par un nombre croissant de points de vente au détail à l'échelle nationale.
- **Le bénéfice net du secteur Produits chimiques a été de 9 millions de dollars pour le trimestre,** comparativement à 21 millions de dollars au quatrième trimestre de 2024.

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI.

Contexte commercial récent

Au cours du quatrième trimestre de 2025, le prix du pétrole brut a baissé par rapport au troisième trimestre de 2025, l'offre mondiale ayant dépassé la demande, ce qui a entraîné une augmentation des stocks. Le différentiel WTI/WCS canadien s'est élargi, en raison du ralentissement saisonnier de la demande de brut lourd qui a coïncidé avec une augmentation de l'offre de WCS. Les marges de raffinage de l'industrie se sont améliorées au quatrième trimestre de 2025, sous l'effet des facteurs géopolitiques et des perturbations de l'approvisionnement.

Résultats d'exploitation

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2025 et 2024

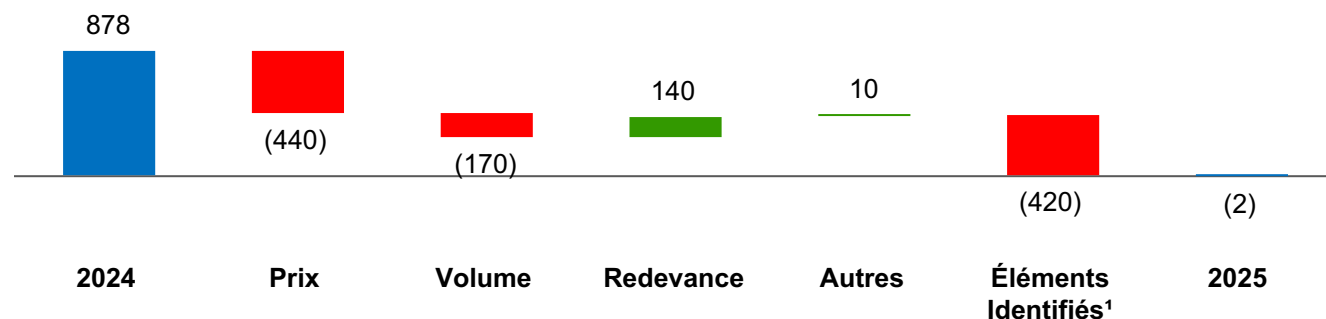
en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre	
	2025	2024
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	492	1 225
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	1,00	2,37
Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés ¹	968	1 225

Les résultats au trimestre actuel comprennent des éléments identifiés¹ de 320 millions de dollars après impôts (421 millions de dollars avant impôts) liés à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells et une charge unique distincte de 156 millions de dollars après impôts (206 millions de dollars avant impôts) associée à l'optimisation des stocks de matériaux et de fournitures.

Secteur Amont

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Prix : Les prix moyens obtenus pour le bitume ont diminué de 12,58 \$ le baril, cela étant principalement attribuable à la baisse des prix de référence, partiellement compensée par une évolution favorable des coûts des diluants et le resserrement du différentiel WTI/WCS. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique ont chuté de 19,03 \$ le baril, cela étant principalement attribuable à la baisse du WTI et au fléchissement du différentiel Synthétique/WTI.

Volume : La baisse des volumes est due au temps pluvieux au début du trimestre à Kearn.

Redevances : La baisse des redevances est principalement attribuable à la baisse des prix des matières premières.

Éléments identifiés¹ : 320 millions de dollars après impôts (421 millions de dollars avant impôts) liés à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells et charge unique distincte de 100 millions de dollars après impôts (131 millions de dollars avant impôts) associée à l'optimisation des stocks de matériaux et de fournitures dans le secteur Amont.

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI.

Prix indicatifs et prix de vente moyens

En dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre	
	2025	2024
West Texas Intermediate (en dollars américains le baril)	59,14	70,30
Western Canada Select (en dollars américains le baril)	47,94	57,73
Différentiel WTI/WCS (en dollars américains le baril)	11,20	12,57
Bitume (le baril)	59,00	71,58
Pétrole brut synthétique (le baril)	80,07	99,10
Taux de change moyen (en dollars américains)	0,72	0,72

Production

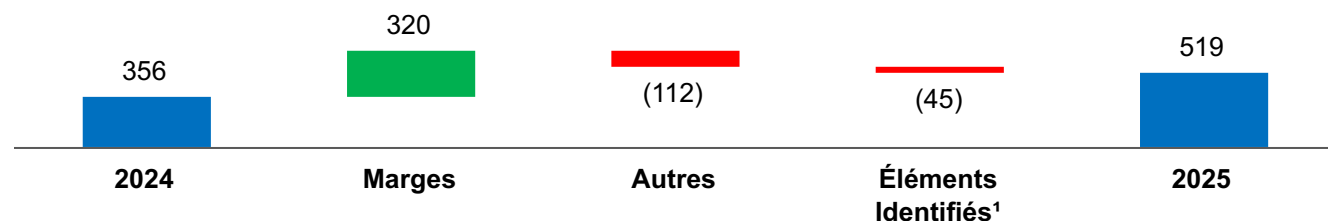
en milliers de barils par jour	Quatrième trimestre	
	2025	2024
Kearl (part de L'Impériale)	194	212
Cold Lake	153	157
Syncrude	87	81
Production brute totale de Kearl (en milliers de barils par jour)	274	299

La baisse de production à Kearl est due au temps pluvieux au début du trimestre.

Secteur Aval

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Marges : La hausse des marges reflète principalement l'amélioration des conditions du marché.

Autres – Principalement en raison d'une augmentation des frais d'exploitation d'environ 80 millions de dollars, notamment une hausse des coûts énergétiques, des travaux d'entretien supplémentaires dans le centre de production de l'est de la compagnie et des coûts d'exploitation supplémentaires liés au démarrage de l'installation de diesel renouvelable de Strathcona.

Taux d'utilisation de la capacité de raffinage et ventes de produits pétroliers

en milliers de barils par jour, sauf indication contraire	Quatrième trimestre	
	2025	2024
Débit des raffineries	408	411
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	94	95
Ventes de produits pétroliers	479	458

La baisse du débit des raffineries est principalement attribuable aux travaux d'entretien supplémentaires dans le centre de fabrication de l'est de la compagnie.

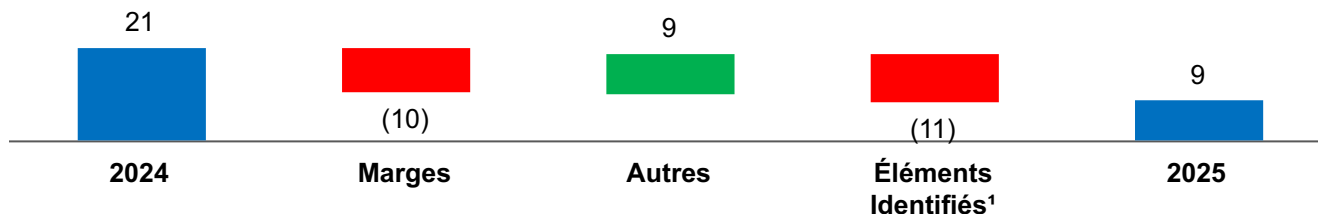
La hausse des ventes de produits pétroliers est principalement attribuable à l'augmentation des volumes dans les circuits d'approvisionnement et de vente au détail, soutenue par un nombre croissant de points de vente au détail à l'échelle nationale.

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI.

Produits chimiques

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars canadiens

Quatrième trimestre

	2025	2024
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	(34)	(30)

Situation de trésorerie et sources de financement

en millions de dollars canadiens

Quatrième trimestre

	2025	2024
Flux de trésorerie liés aux :		
Activités d'exploitation	1 918	1 789
Activités d'investissement	(561)	(404)
Activités de financement	(2 076)	(1 896)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	(719)	(511)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 142	979

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent principalement les effets favorables du fonds de roulement.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement reflètent principalement une hausse des ajouts aux immobilisations corporelles.

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement reflètent principalement:

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire

Quatrième trimestre

	2025	2024
Dividendes versés	361	317
Dividende par action versé (en dollars)	0,72	0,60
Rachats d'actions (a)	1 711	1 475
Nombre d'actions achetées (en millions) (a)	13,3	14,4

(a) Les rachats d'actions sont effectués dans le cadre du programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la compagnie et comprennent les actions rachetées à Exxon Mobil Corporation.

Le programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la compagnie a pris fin le 17 décembre 2025.

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI.

Comparaison entre les exercices 2025 et 2024

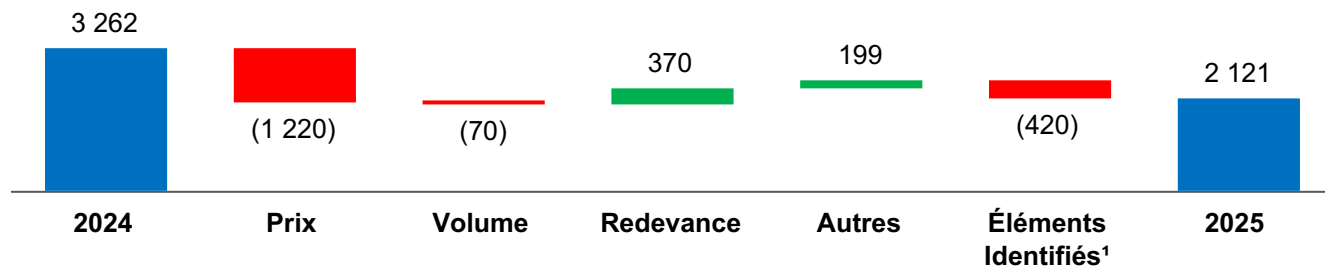
en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Douze mois	
	2025	2024
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	3 268	4 790
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	6,48	9,03
Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés ¹	4 299	4 790

Les résultats de l'année en cours comprennent des éléments identifiés¹ de : 320 millions de dollars après impôts (421 millions de dollars avant impôts) liés à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells; une charge de dépréciation hors trésorerie de 306 millions de dollars (406 millions de dollars avant impôts) liée au campus de L'Impériale à Calgary; des frais de restructuration de 249 millions de dollars après impôts (330 millions de dollars avant impôts); et une charge unique distincte de 156 millions de dollars après impôts (206 millions de dollars avant impôts) associée à l'optimisation des stocks de matériaux et de fournitures.

Secteur Amont

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Prix : Les prix moyens obtenus pour le bitume ont diminué de 7,52 \$ le baril, cela étant principalement attribuable à la baisse des prix de référence, partiellement compensée par le resserrement du différentiel WTI/ WCS. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique ont chuté de 12,92 \$ le baril, cela étant principalement attribuable à la baisse du WTI.

Volume : Les effets sur les stocks ont été partiellement compensés par une augmentation de la production.

Redevances : La baisse des redevances est principalement attribuable à la baisse des prix des matières premières.

Autres : Principalement attribuable à des effets de change favorables d'environ 190 millions de dollars.

Éléments identifiés¹ : 320 millions de dollars après impôts (421 millions de dollars avant impôts) liés à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells et charge unique distincte de 100 millions de dollars après impôts (131 millions de dollars avant impôts) associée à l'optimisation des stocks de matériaux et de fournitures dans le secteur Amont.

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI.

Prix indicatifs et prix de vente moyens

En dollars canadiens, sauf indication contraire	Douze mois	
	2025	2024
West Texas Intermediate (en dollars américains le baril)	64,73	75,78
Western Canada Select (en dollars américains le baril)	53,76	61,04
Différentiel WTI/WCS (en dollars américains le baril)	10,97	14,74
Bitume (le baril)	67,01	74,53
Pétrole brut synthétique (le baril)	88,99	101,91
Taux de change moyen (en dollars américains)	0,72	0,73

Production

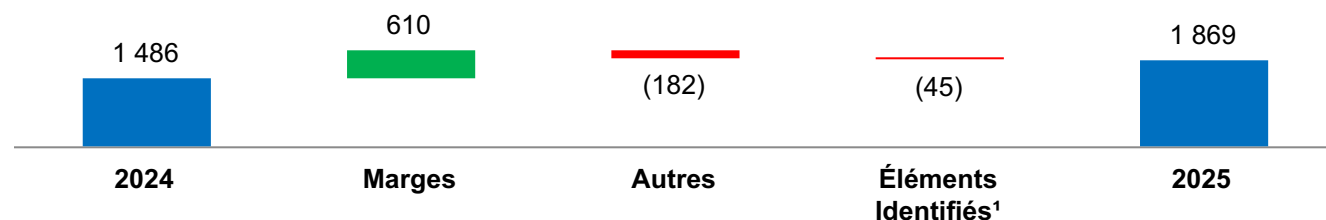
en milliers de barils par jour	Douze mois	
	2025	2024
Kearl (part de L'Impériale)	199	200
Cold Lake	151	148
Syncrude (a)	79	75
Production brute totale de Kearl (en milliers de barils par jour)	280	281

(a) En 2025, la production brute de Syncrude comprenait environ 2 millier de barils de bitume par jour et d'autres produits (2024 - 1 millier de barils par jour) qui étaient exportés vers les installations de l'opérateur à l'aide d'un pipeline d'interconnexion existant.

Secteur Aval

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Marges : La hausse des marges reflète principalement l'amélioration des conditions du marché.

Autres : Attribuable essentiellement à l'augmentation des frais d'exploitation d'environ 140 millions de dollars due à la hausse des coûts énergétiques, aux travaux d'entretien supplémentaires dans le centre de fabrication de l'est de la compagnie d'environ 70 millions de dollars et aux effets défavorables du volume de vente en gros d'environ 60 millions de dollars, partiellement compensés par une diminution des coûts d'entretien d'environ 100 millions de dollars.

Taux d'utilisation de la capacité de raffinage et ventes de produits pétroliers

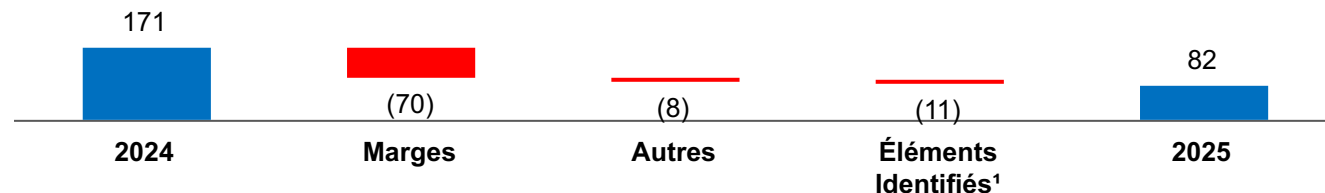
en milliers de barils par jour, sauf indication contraire	Douze mois	
	2025	2024
Débit des raffineries	402	399
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	93	92
Ventes de produits pétroliers	470	466

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI.

Produits chimiques

Analyse du facteur bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Marges : La baisse des marges reflète principalement la faiblesse des marges industrielles sur le polyéthylène.

Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars canadiens	Douze mois	
	2025	2024
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	(804)	(129)

Les résultats de l'année en cours comprennent des éléments identifiés¹ de : la charge de dépréciation hors trésorerie de 306 millions de dollars (406 millions de dollars avant impôts) liée au campus de L'Impériale à Calgary et des frais de restructuration uniques de 249 millions de dollars (330 millions de dollars avant impôts); les résultats reflètent également une augmentation des programmes de rémunération et d'intéressement due à la hausse du cours de l'action.

Situation de trésorerie et sources de financement

en millions de dollars canadiens	Douze mois	
	2025	2024
Flux de trésorerie liés aux :		
Activités d'exploitation	6 708	5 981
Activités d'investissement	(1 892)	(1 825)
Activités de financement	(4 653)	(4 041)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	163	115

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent principalement les effets favorables du fonds de roulement.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement reflètent principalement une hausse des ajouts aux immobilisations corporelles.

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement reflètent principalement:

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Douze mois	
	2025	2024
Dividendes versés	1 401	1 238
Dividende par action versé (en dollars)	2,76	2,30
Rachats d'actions (a)	3 180	2 681
Nombre d'actions achetées (en millions) (a)	25,5	26,8

(a) Les rachats d'actions sont effectués dans le cadre du programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la compagnie et comprennent les actions rachetées à Exxon Mobil Corporation.

Le 23 juin 2025, la compagnie a annoncé dans un communiqué de presse qu'elle avait reçu l'approbation finale de la Bourse de Toronto pour une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités et qu'elle poursuivra son programme de rachat d'actions existant. Le programme permet à la compagnie d'acheter jusqu'à un maximum de 25 452 248 actions ordinaires au cours de la période allant du 29 juin 2025 au 28 juin 2026. Le programme a pris fin le 17 décembre 2025, la compagnie ayant acheté le nombre maximum d'actions autorisé dans le cadre du programme.

Des données financières et d'exploitation clés suivent.

¹ Mesure financière non conforme aux PCGR. Pour la définition et le rapprochement, voir l'annexe VI.

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. De même, les discussions sur les feuilles de route ou les plans futurs liés au captage, au transport et au stockage du carbone, aux biocarburants, à l'hydrogène et à d'autres plans futurs visant à réduire les émissions et l'intensité des émissions de la compagnie, de ses sociétés affiliées et des tiers dépendent des facteurs futurs du marché, tels que les progrès technologiques continus, le soutien politique et l'adoption et l'autorisation de nouvelles règles, et constituent des énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs peuvent être identifiés par l'emploi de tournures utilisant certains mots, notamment : croit, anticipe, entend, propose, planifie, but, recherche, évalue, compte, futur, continu, probable, peut, doit, aspire et autres références semblables à des périodes futures. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport comprennent, mais sans s'y limiter, des références à la solidité du modèle d'affaires intégré de la compagnie; les projets de la compagnie visant à augmenter les volumes, à réduire les charges décaissées unitaires et à faire progresser la restructuration, tout en continuant à privilégier la sécurité et l'excellence opérationnelle; les répercussions attendues de la stratégie, des plans d'investissement et des initiatives d'efficacité de la compagnie, y compris la restructuration, notamment les répercussions sur la capacité à accroître la valeur et le rendement pour les actionnaires; le projet de réaménagement SGSIV Leming de la compagnie, y compris le calendrier et le pic de production prévu; et l'arrêt de la production au gisement de Norman Wells, y compris ses effets et son calendrier.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur les prévisions actuelles de la compagnie, ses estimations, ses projections et ses hypothèses émises au moment où les énoncés sont faits. Les résultats financiers et d'exploitation réels qui seront obtenus, notamment les attentes et les hypothèses portant sur la demande énergétique future, l'approvisionnement et la répartition des sources; sur les taux de production, la croissance et la composition des différents actifs; sur les plans des projets, les calendriers, les coûts, les évaluations et les capacités techniques, et sur la capacité qu'a la compagnie de réaliser ces plans et d'exploiter ses actifs efficacement y compris le projet de diesel renouvelable à Strathcona et le projet de réaménagement SGSIV Leming; sur l'adoption et l'incidence des nouvelles installations ou technologies, notamment à l'égard des réductions de l'intensité des gaz à effet de serre, notamment, mais pas exclusivement, les technologies qui remplacent la vapeur consommant beaucoup d'énergie par des solvants à Cold Lake, le diesel renouvelable à Strathcona, le captage et le stockage du carbone, y compris en relation avec l'hydrogène pour le projet de diesel renouvelable, les technologies de récupération et les projets d'efficacité, ainsi que toute modification de la portée, des conditions ou des coûts de ces projets; en ce qui concerne les rendements pour les actionnaires, les hypothèses comme les prévisions de flux de trésorerie, les sources de financement et la structure du capital, la participation de l'actionnaire majoritaire de la compagnie à l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, et les résultats de l'évaluation périodique et continue des autres utilisations possibles du capital; sur le volume et le rythme des réductions d'émissions, dont les conséquences des carburants à faibles émissions de carbone; sur le degré et la rapidité de l'appui des responsables de politiques et d'autres intervenants en ce qui concerne diverses nouvelles technologies comme le captage et le stockage du carbone; sur la réception en temps opportun des approbations réglementaires de tiers, en particulier en ce qui concerne les projets de réduction des émissions à grande échelle; sur la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services, y compris ceux qui se trouvent hors du Canada et les centres de capacités mondiaux d'ExxonMobil; sur l'utilisation de la capacité de raffinage et les ventes de produits; sur les lois et les politiques gouvernementales, y compris en ce qui a trait au changement climatique, aux réductions des émissions de gaz à effet de serre et aux carburants à faible teneur en carbone; sur la capacité de neutraliser les pressions inflationnistes en cours ou renouvelées; sur les dépenses liées aux immobilisations et à l'environnement; sur la génération de trésorerie, les sources de financement et la structure du capital, comme les dividendes et les rendements pour les actionnaires, y compris les échéanciers et les montants de rachat d'actions; ainsi que sur les prix des matières premières, les taux de change et les conditions générales du marché pourraient varier considérablement selon un certain nombre de facteurs.

Ces facteurs comprennent les variations mondiales, régionales ou locales de l'offre et de la demande de pétrole, de gaz naturel, de produits pétroliers et de produits pétrochimiques ainsi que les incidences sur les prix, les écarts et les marges, y compris les mesures prises par le gouvernement du Canada et les gouvernements étrangers en ce qui concerne les niveaux d'approvisionnement, les prix, les tarifs douaniers, les mesures de contrôle du commerce ou les sanctions, le bouleversement des alliances ou des ententes commerciales ou une rupture plus générale du commerce mondial, ainsi que des perturbations dans les alliances militaires ou la survenance de guerres; 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, aux projets et aux infrastructures de la compagnie et des fournisseurs de services; la concurrence des sources d'énergie de remplacement et des concurrents qui peuvent être plus expérimentés ou mieux établis sur ces marchés; la disponibilité et la répartition du capital; la réception, en temps utile, des approbations réglementaires et tierces, notamment pour les nouvelles technologies liées aux activités commerciales à faibles émissions de la compagnie; l'échec, le retard, la réduction, la révocation ou l'incertitude concernant la politique de soutien et le développement du marché pour l'adoption de technologies énergétiques émergentes à faibles émissions et d'autres technologies favorables aux réductions d'émissions; la réglementation environnementale, dont les règlements concernant les changements climatiques et les gaz à effet de serre, et les changements à ces règlements; les difficultés techniques ou opérationnelles imprévues; la gestion et les calendriers des projets et l'achèvement de ces projets dans les délais prévus; les résultats des programmes de recherche et des nouvelles technologies, notamment en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, ainsi que la capacité de porter les nouvelles technologies à une échelle commerciale à coût concurrentiel et la compétitivité des sources d'énergie de rechange et des autres technologies de réduction des émissions; la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services, y compris ceux qui se trouvent hors du Canada et les centres de capacités mondiaux d'ExxonMobil; les risques environnementaux inhérents aux activités d'exploration et de production pétrolières et gazières; l'efficacité des programmes de gestion des risques de la compagnie et de sa préparation pour une intervention en cas de sinistre; les dangers et risques opérationnels; les incidents de cybersécurité, y compris les incidents causés par des acteurs employant des technologies émergentes telles que l'intelligence artificielle; les taux de change; la conjoncture économique générale, y compris l'inflation et les récessions ou les ralentissements économiques et leur durée; 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 du plus récent rapport annuel sur le formulaire 10-K de la compagnie.

Les énoncés prospectifs ne garantissent pas le rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont exclusifs à L'Impériale. Les résultats réels de L'Impériale pourraient différer considérablement 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 des énoncés prospectifs fournis aux présentes, sauf si la loi l'exige.

Les énoncés prospectifs et autres concernant les efforts et aspirations de L'Impériale en matière environnementale, sociale et de durabilité ne signifient pas que ces énoncés sont importants pour les investisseurs ou qu'ils doivent être divulgués dans nos documents déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières. En outre, les énoncés historiques, actuels et prospectifs en matière environnementale, sociale et de durabilité peuvent être fondés sur des normes de mesure des progrès qui sont encore en cours d'élaboration, sur des contrôles et des processus internes qui continuent d'évoluer et sur des hypothèses qui sont susceptibles d'être modifiées à l'avenir, notamment par l'adoption de nouvelles règles. Les projets ou débouchés individuels peuvent progresser en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment la disponibilité d'une politique de soutien et de stabilité, la technologie permettant une réduction rentable, le processus de planification de la compagnie et l'alignement avec des partenaires et autres parties prenantes.

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. Remarque : les chiffres étant arrondis, ils peuvent ne pas correspondre.

Le terme « projet » tel qu'il est utilisé dans ce communiqué 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.

Dans ce communiqué, sauf indication contraire du contexte, tout renvoi à la « compagnie » ou à L'« Impériale » s'entend de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et ses filiales.

Annexe I

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Total des produits et des autres revenus	11 280	12 607	47 078	51 532
Total des dépenses	10 651	11 032	42 816	45 293
Bénéfice (perte) avant impôts	629	1 575	4 262	6 239
Impôts sur le bénéfice	137	350	994	1 449
Bénéfice (perte) net	492	1 225	3 268	4 790
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	1,01	2,38	6,50	9,05
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	1,00	2,37	6,48	9,03
Autres données financières				
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	5	11	(9)	16
Total de l'actif au 31 décembre			42 309	42 938
Total de la dette au 31 décembre			3 997	4 011
Capitaux propres 31 décembre			22 254	23 473
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	350	307	1 444	1 267
Par action ordinaire (en dollars)	0,72	0,60	2,88	2,40
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 31 décembre			483,6	509,0
Moyenne – compte tenu d'une dilution	490,4	516,5	504,0	530,6

Annexe II

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 142	979	1 142	979
Activités d'exploitation				
Bénéfice (perte) net	492	1 225	3 268	4 790
Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie :				
Dépréciation et épuisement (y compris pertes de valeur)	659	529	2 579	1 983
(Gain) perte à la vente d'actifs	(6)	(13)	5	(18)
Charges d'impôts futurs et autres	75	44	(156)	(142)
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	658	139	675	(495)
Autres postes – montant net	40	(135)	337	(137)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 918	1 789	6 708	5 981
Activités d'investissement				
Ajouts aux immobilisations corporelles	(632)	(423)	(2 005)	(1 867)
Produits de la vente d'actifs	67	18	101	25
Placements supplémentaires	—	—	(4)	—
Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions – montant net	4	1	16	17
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(561)	(404)	(1 892)	(1 825)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(2 076)	(1 896)	(4 653)	(4 041)

Annexe III

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Secteur Amont	(2)	878	2 121	3 262
Secteur Aval	519	356	1 869	1 486
Produits chimiques	9	21	82	171
Comptes non sectoriels et autres	(34)	(30)	(804)	(129)
Bénéfice (perte) net	492	1 225	3 268	4 790
Produits et autres revenus				
Secteur Amont	3 599	4 686	15 950	18 015
Secteur Aval	12 421	14 101	52 090	56 944
Produits chimiques	306	357	1 377	1 449
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	(5 046)	(6 537)	(22 339)	(24 876)
Produits et autres revenus	11 280	12 607	47 078	51 532
Achats de pétrole brut et de produits				
Secteur Amont	1 420	1 888	6 263	7 367
Secteur Aval	10 500	12 307	45 017	49 856
Produits chimiques	199	243	923	916
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	(5 059)	(6 550)	(22 396)	(24 955)
Achats de pétrole brut et de produits	7 060	7 888	29 807	33 184
Production et fabrication				
Secteur Amont	1 614	1 203	5 015	4 644
Secteur Aval	607	462	1 992	1 741
Produits chimiques	70	60	241	197
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	3	4	21	17
Production et fabrication	2 294	1 729	7 269	6 599
Frais de vente et frais généraux				
Secteur Amont	—	—	—	—
Secteur Aval	207	203	725	706
Produits chimiques	17	21	81	92
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	30	31	580	147
Frais de vente et frais généraux	254	255	1 386	945
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Secteur Amont	508	221	1 480	1 078
Secteur Aval	120	137	412	572
Produits chimiques	3	19	11	30
Comptes non sectoriels et autres	20	46	124	187
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	651	423	2 027	1 867
Frais d'exploration imputés au bénéfice du secteur Amont inclus ci-dessus	4	—	7	3

Annexe IV

Données d'exploitation	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Production brute de pétrole brut (en milliers de barils par jour)				
Kearl	194	212	199	200
Cold Lake	153	157	151	148
Syncrude (a)	87	81	79	75
Classique	5	5	4	5
Total de la production de pétrole brut	439	455	433	428
Production brute de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	32	29	29	30
Production brute d'équivalent pétrole (b)	444	460	438	433
(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)				
Production nette de pétrole brut (en milliers de barils par jour)				
Kearl	185	200	188	186
Cold Lake	126	118	122	113
Syncrude (a)	75	66	68	62
Classique	3	5	4	5
Total de la production de pétrole brut	389	389	382	366
Production nette de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	32	29	29	30
Production nette d'équivalent pétrole (b)	394	394	387	371
(en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)				
Ventes de brut fluidifié de Kearl (en milliers de barils par jour)	272	295	276	276
Ventes de brut fluidifié de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	200	207	199	196
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Bitume (le baril)	59,00	71,58	67,01	74,53
Pétrole brut synthétique (le baril)	80,07	99,10	88,99	101,91
Pétrole brut classique (le baril)	2,15	42,73	33,10	55,63
Débit des raffineries (en milliers de barils par jour)	408	411	402	399
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	94	95	93	92
Ventes de produits pétroliers (en milliers de barils par jour)				
Essence	231	222	224	223
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	177	174	177	175
Huiles lubrifiantes et autres produits	48	43	48	46
Mazout lourd	23	19	21	22
Ventes nettes de produits pétroliers	479	458	470	466
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes)	159	174	683	684
(a) La production brute et nette de Syncrude comprend du bitume et d'autres produits exportés vers les installations de l'opérateur à l'aide d'un pipeline d'interconnexion existant.				
Production brute de bitume et d'autres produits (en milliers de barils par jour)	—	—	2	1
Production nette de bitume et d'autres produits (en milliers de barils par jour)	—	—	1	—
(b) 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
2021		
Premier trimestre	392	0,53
Deuxième trimestre	366	0,50
Troisième trimestre	908	1,29
Quatrième trimestre	813	1,18
Exercice	2 479	3,48
2022		
Premier trimestre	1 173	1,75
Deuxième trimestre	2 409	3,63
Troisième trimestre	2 031	3,24
Quatrième trimestre	1 727	2,86
Exercice	7 340	11,44
2023		
Premier trimestre	1 248	2,13
Deuxième trimestre	675	1,15
Troisième trimestre	1 601	2,76
Quatrième trimestre	1 365	2,47
Exercice	4 889	8,49
2024		
Premier trimestre	1 195	2,23
Deuxième trimestre	1 133	2,11
Troisième trimestre	1 237	2,33
Quatrième trimestre	1 225	2,37
Exercice	4 790	9,03
2025		
Premier trimestre	1 288	2,52
Deuxième trimestre	949	1,86
Troisième trimestre	539	1,07
Quatrième trimestre	492	1,00
Exercice	3 268	6,48

(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.

Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures financières

Certaines mesures incluses dans ce document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Ces mesures constituent des « mesures financières non conformes aux PCGR » en vertu du règlement G de la Securities and Exchange Commission et la rubrique 10(e) du Règlement S-K, et d'« autres mesures financières » en vertu du Règlement 52-112 sur l'information concernant les mesures financières non conformes aux PCGR et d'autres mesures financières des Autorités canadiennes en valeurs mobilières.

Le rapprochement de ces mesures financières non conformes aux PCGR et de la mesure la plus comparable selon les PCGR, ainsi que d'autres renseignements requis par ces règlements ont été fournis. Les mesures financières non conformes aux PCGR ainsi que les autres mesures financières ne sont pas des mesures financières normalisées selon les PCGR et n'ont pas non plus de sens normalisé. Par conséquent, ces mesures pourraient ne pas être directement comparables aux mesures présentées par d'autres sociétés et ne devraient pas se substituer aux mesures financières conformes aux PCGR.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors le fonds de roulement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation hors le fonds de roulement constituent une mesure financière non conforme aux PCGR correspondant au total des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation moins les variations de l'actif et du passif d'exploitation de la période. Les « Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation » figurant dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la compagnie constituent la mesure financière la plus directement comparable que l'on peut trouver dans les états financiers. La direction croit qu'il est utile pour les investisseurs de tenir compte de ces chiffres pour comparer le rendement sous-jacent des activités de la compagnie pour les périodes où il existe d'importants écarts d'une période au niveau des variations du fonds de roulement. Les variations du fonds de roulement correspondent aux « Variations de l'actif et du passif d'exploitation », telles qu'elles sont indiquées dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la compagnie et dans l'Annexe II du présent document. Cette mesure évalue les flux de trésorerie au niveau de l'exploitation et, à ce titre, n'inclut pas le produit de la vente d'actifs, tel que défini dans les flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs dans la rubrique Terminologie du formulaire 10-K annuel de la compagnie.

Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors le fonds de roulement

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Extrait de l'état consolidé des résultats de L'Impériale				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 918	1 789	6 708	5 981
Moins les variations du fonds de roulement				
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	658	139	675	(495)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors le fonds de roulement (a)	1 260	1 650	6 033	6 476

(a) Comprend des effets défavorables liés aux éléments identifiés¹ de 325 millions de dollars au quatrième trimestre et de 474 millions de dollars pour 2025.

Flux de trésorerie disponible

Le flux de trésorerie disponible est une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond aux flux de trésorerie issus des activités d'exploitation, moins les ajouts aux immobilisations corporelles et les placements en actions de la compagnie, plus le produit de la vente d'actifs. Les « Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation » figurant dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la compagnie constituent la mesure financière la plus directement comparable que l'on peut trouver dans les états financiers. Cette mesure est utilisée pour évaluer les liquidités disponibles pour les activités de financement (y compris, mais sans s'y limiter, les dividendes et les achats d'actions) après des investissements dans l'entreprise.

Rapprochement du flux de trésorerie disponible

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Extrait de l'état consolidé des résultats de L'Impériale				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 918	1 789	6 708	5 981
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement				
Ajouts aux immobilisations corporelles	(632)	(423)	(2 005)	(1 867)
Produits de la vente d'actifs	67	18	101	25
Placements supplémentaires	—	—	(4)	—
Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions – montant net	4	1	16	17
Flux de trésorerie disponible	1 357	1 385	4 816	4 156

Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés

Le bénéfice (perte) net hors les éléments identifiés est une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice (perte) net total hors les événements non opérationnels individuellement importants avec une incidence sur le bénéfice total de la compagnie d'au moins 100 millions de dollars au cours d'un trimestre donné. Le bénéfice (perte) net hors les éléments identifiés est un ratio non conforme aux PCGR qui est calculé en divisant le bénéfice (perte) net hors les éléments identifiés par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution. L'incidence du bénéfice (perte) net d'un élément identifié pour un secteur individuel peut être inférieure à 100 millions de dollars lorsque l'élément touche plusieurs secteurs ou plusieurs périodes. Le « Bénéfice (perte) net » figurant dans l'état consolidé des résultats de la compagnie constitue la mesure financière la plus directement comparable que l'on peut trouver dans les états financiers. La direction utilise ces chiffres pour améliorer la comparabilité des activités sous-jacentes sur plusieurs périodes en isolant et retirant les événements non opérationnels importants des résultats commerciaux. La compagnie croit que cette façon de faire assure aux investisseurs une plus grande transparence quant aux tendances et résultats commerciaux et leur donne un point de vue semblable à celui de la direction. Le bénéfice (perte) net hors les éléments identifiés ne doit pas être examiné isolément du bénéfice (perte) net établi selon les PCGR des États-Unis ni remplacer ce dernier. Tous les éléments identifiés sont présentés après impôt.

Rapprochement du bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale				
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	492	1 225	3 268	4 790
Moins les éléments identifiés compris dans le bénéfice (perte) net				
Pertes de valeur	(264)	—	(570)	—
Charges de restructuration	—	—	(249)	—
Autres (a)	(212)	—	(212)	—
Sous-total des éléments identifiés	(476)	—	(1 031)	—
Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés	968	1 225	4 299	4 790

(a) Obligations contractuelles associées à l'accélération de la fin d'exploitation du gisement de Norman Wells.

Rapprochement du bénéfice (perte) net hors les éléments identifiés par action ordinaire, compte tenu d'une dilution

dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale				
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution	1,00	2,37	6,48	9,03
Moins les éléments identifiés compris dans le bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution				
Pertes de valeur	(0,54)	—	(1,14)	—
Charges de restructuration	—	—	(0,49)	—
Autres	(0,43)	—	(0,42)	—
Sous-total des éléments identifiés par action ordinaire, compte tenu d'une dilution	(0,97)	—	(2,05)	—
Bénéfice (perte) net hors les éléments identifiés par action ordinaire, compte tenu d'une dilution	1,97	2,37	8,53	9,03

Charges d'exploitation décaissées (charges décaissées)

Les charges d'exploitation décaissées sont une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond au total des dépenses, déduction faite des achats de pétrole brut et de produits, des taxes d'accise fédérales et des frais de carburant, du financement, et des coûts de type hors trésorerie dont la dépréciation et l'épuisement, ainsi que la retraite non liée aux services et les avantages postérieurs au départ à la retraite. Les composants des charges d'exploitation décaissées comprennent ce qui suit : « Production et fabrication », « Frais de vente et frais généraux », et « Exploration », dans l'état consolidé des résultats de la compagnie et comme déclarés à l'Annexe III du présent document. La somme de ces postes de l'état des résultats sert d'indication des charges d'exploitation décaissées et ne représente pas les décaissements totaux de la compagnie. Le « Total des dépenses » figurant dans l'état consolidé des résultats de la compagnie constitue la mesure financière la plus directement comparable que l'on peut trouver dans les états financiers. Cette mesure est utile pour que les investisseurs comprennent les efforts de la compagnie pour optimiser la trésorerie grâce à une gestion disciplinée des dépenses.

Rapprochement des charges d'exploitation décaissées

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Extrait de l'état consolidé des résultats de L'Impériale				
Total des dépenses	10 651	11 032	42 816	45 293
Moins :				
Achats de pétrole brut et de produits	7 060	7 888	29 807	33 184
Taxes d'accise fédérales et frais de carburant	371	627	1 715	2 535
Dépréciation et épuisement (y compris pertes de valeur)	659	529	2 579	1 983
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	5	—	41	3
Financement	4	4	12	41
Charges d'exploitation décaissées	2 552	1 984	8 662	7 547

Composants des charges d'exploitation décaissées

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Extrait de l'état consolidé des résultats de L'Impériale				
Production et fabrication	2 294	1 729	7 269	6 599
Frais de vente et frais généraux	254	255	1 386	945
Exploration	4	—	7	3
Charges d'exploitation décaissées	2 552	1 984	8 662	7 547

Contributions des segments au total des charges d'exploitation décaissées

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2025	2024	2025	2024
Secteur Amont	1 618	1 203	5 022	4 647
Secteur Aval	814	665	2 717	2 447
Produits chimiques	87	81	322	289
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	33	35	601	164
Charges d'exploitation décaissées	2 552	1 984	8 662	7 547

Charges d'exploitation décaissées unitaires (charges décaissées unitaires)

Les charges d'exploitation décaissées unitaires constituent un ratio non conforme aux PCGR. Les charges d'exploitation décaissées unitaires (charges décaissées unitaires) sont calculées en divisant les charges d'exploitation décaissées par la production brute totale d'équivalent pétrole et sont calculées pour le segment Amont, ainsi que pour les principaux actifs de ce secteur. Les charges d'exploitation décaissées, une mesure financière non conforme aux PCGR, sont indiquées et rapprochées ci-dessus. Cette mesure est utile pour que les investisseurs comprennent les efforts de gestion des dépenses déployés pour les principaux actifs de la compagnie à titre de composants dans le cadre général du secteur Amont. Les charges d'exploitation décaissées unitaires, comme utilisées par la direction, ne correspondent pas directement à la définition des « Coûts de production unitaires moyens » énoncée par la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis et indiquée dans le formulaire SEC 10-K de la compagnie.

Composants des charges d'exploitation décaissées unitaires

	Quatrième trimestre							
	2025				2024			
	Secteur Amont (a)	Kearl (b)	Cold Lake (b)	Syncrude	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude
en millions de dollars canadiens								
Production et fabrication	1 614	591	313	384	1 203	514	285	359
Frais de vente et frais généraux	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploration	4	—	—	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation décaissées	1 618	591	313	384	1 203	514	285	359
Production brute d'équivalent pétrole (en milliers de barils par jour)	444	194	153	87	460	212	157	81
Charges d'exploitation décaissées unitaires (en dollars par baril d'équivalent pétrole)	39,61	33,11	22,24	47,98	28,43	26,35	19,73	48,17
USD converti en fonction du taux de change moyen du trimestre 2025 0,72 dollar américain; 2024 0,72 dollar américain	28,52	23,84	16,01	34,55	20,47	18,97	14,21	34,68

Composants des charges d'exploitation décaissées unitaires

	Douze mois							
	2025				2024			
	Secteur Amont (a)	Kearl (b)	Cold Lake (b)	Syncrude	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude
en millions de dollars canadiens								
Production et fabrication	5 015	1 967	1 123	1 435	4 644	1 973	1 094	1 414
Frais de vente et frais généraux	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploration	7	—	—	—	3	—	—	—
Charges d'exploitation décaissées	5 022	1 967	1 123	1 435	4 647	1 973	1 094	1 414
Production brute d'équivalent pétrole (en milliers de barils par jour)	438	199	151	79	433	200	148	75
Charges d'exploitation décaissées unitaires (en dollars par baril d'équivalent pétrole)	31,41	27,08	20,38	49,77	29,32	26,95	20,20	51,51
USD converti en fonction du taux de change moyen en cumul annuel 2025 0,72 dollar américain; 2024 0,73 dollar américain	22,62	19,50	14,67	35,83	21,40	19,67	14,75	37,60

(a) Le secteur Amont comprend la part de L'Impériale de Kearl, Cold Lake, Syncrude et autres.

(b) Comprend une charge unique défavorable liée à l'optimisation des stocks de matériaux et de fournitures de 109 millions de dollars avant impôts pour Kearl et de 21 millions de dollars avant impôts pour Cold Lake.