

Contexte commercial récent

Pendant la pandémie de COVID-19, les investissements de l'industrie visant à maintenir et à augmenter la capacité de production ont diminué afin de préserver le capital, ce qui a entraîné un sous-investissement et une réduction de l'offre alors que la demande en produits pétroliers et pétrochimiques se rétablissait. À la fin de 2021 et au cours du premier semestre de 2022, cette dynamique, combinée aux contraintes liées aux chaînes d'approvisionnement et à une reprise soutenue de la demande, s'est traduite par une augmentation constante des prix du pétrole et du gaz naturel ainsi que des marges de raffinage.

La demande en produits pétroliers et pétrochimiques a augmenté jusqu'en 2022, les résultats financiers de la société bénéficiant de prix et de marges plus élevés. Les prix des produits de base et des produits devraient demeurer volatils compte tenu de l'incertitude économique et des événements géopolitiques mondiaux qui affectent l'offre et la demande.

Le taux général d'inflation au Canada et dans de nombreux autres pays a connu une brève baisse dans la phase initiale de la pandémie de COVID-19, avant de repartir à la hausse au cours des 12 derniers mois, reflétant en grande partie les déséquilibres entre l'offre et la demande dans l'économie mondiale. Les facteurs sous-jacents comprennent, entre autres, les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, les goulots d'étranglement dans le transport maritime, les contraintes du marché du travail et les effets indirects des expansions monétaires et fiscales. Les prix des services et des matériaux continuent de réagir à la dynamique en évolution rapide de la croissance économique, de l'inflation générale, des marchés des matières premières et des activités industrielles. La compagnie suit de près les tendances du marché et tente d'atténuer les effets des coûts d'exploitation et d'investissement dans tous les environnements de prix grâce à des pratiques de gestion de projet efficaces et à des améliorations de la productivité.

Résultats d'exploitation

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2022 et 2021

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre	
	2022	2021
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	1 727	813
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	2,86	1,18

Secteur Amont

Analyse du facteur-bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Prix : La baisse des prix obtenus pour le bitume est principalement due à l'élargissement du différentiel WTI/WCS. Les prix moyens obtenus pour le bitume ont diminué de 5,68 \$ le baril, généralement en raison de l'augmentation du WCS, et les prix touchés sur les ventes de pétrole brut synthétique ont grimpé de 22,68 \$ le baril.

Volumes : La hausse des volumes découle principalement de l'amélioration du rendement de l'usine à Kearl et à une réduction des temps d'arrêt imprévus au site de Syncrude, lesquels ont été partiellement compensés par l'absence de production de XTO Energy Canada à la suite de la vente des intérêts dans cette société au troisième trimestre de 2022.

Redevances : L'augmentation des redevances est principalement attribuable à la hausse des prix des matières premières.

Autres : Effets de change favorables d'environ 160 millions de dollars, lesquels ont été partiellement compensés par des frais d'exploitation plus élevés d'environ 70 millions de dollars, principalement en raison d'une hausse des prix de l'énergie.

Prix indicatifs et prix de vente moyens

en dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre	
	2022	2021
West Texas Intermediate (en dollars américains le baril)	82,58	77,04
Western Canada Select (en dollars américains le baril)	57,00	62,49
Différentiel WTI/WCS (en dollars américains le baril)	25,58	14,55
Bitume (le baril)	59,85	65,53
Pétrole brut synthétique (le baril)	115,22	92,54
Taux de change moyen (en dollars américains)	0,74	0,79

Production

en milliers de barils par jour	Quatrième trimestre	
	2022	2021
Kearl (part de l'Impériale))	201	191
Cold Lake	141	142
Syncrude (a)	87	79
Production brute totale de Kearl (en milliers de barils par jour)	284	270

(a) Au quatrième trimestre de 2022, la production brute de Syncrude comprenait environ 2 milliers de barils de bitume par jour et d'autres produits (2021 – 3 milliers de barils par jour) qui étaient exportés vers les installations de l'opérateur à l'aide d'un pipeline d'interconnexion.

La hausse de la production à Kearl est principalement attribuable à l'amélioration du rendement de l'usine et à l'absence de conditions de froid extrême en décembre 2021.

Secteur Aval

Analyse du facteur-bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Marges : L'augmentation des marges reflète principalement une amélioration de la conjoncture.

Autres : Amélioration des volumes d'environ 60 millions de dollars, des effets de change favorables d'environ 60 millions de dollars, l'absence d'ajustement défavorable des stocks hors période de l'année précédente de 60 millions de dollars, lesquels ont été partiellement compensés par des frais d'exploitation plus élevés d'environ 50 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	Quatrième trimestre	
	2022	2021
Débit des raffineries	433	416
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	101	97
Ventes de produits pétroliers	487	496

L'amélioration du débit des raffineries au quatrième trimestre de 2022 est principalement attribuable à l'optimisation économique qui touche l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement en aval.

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	
	2022	2021
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	(33)	(46)

Situation de trésorerie et sources de financement

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre	
	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux :		
Activités d'exploitation	2 797	1 632
Activités d'investissement	(473)	(399)
Activités de financement	(2 151)	(955)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	173	278
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	3 749	2 153

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation reflètent principalement la hausse des prix obtenus dans le secteur Amont, l'augmentation des marges du secteur Aval et les effets favorables du fonds de roulement.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement reflètent principalement la 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	
	2022	2021
Dividendes versés	211	188
Dividende par action versé (en dollars)	0,34	0,27
Rachats d'actions (a)	1 934	761
Nombre d'actions achetées (en millions) (a)	27,3	17,5

(a) Les rachats d'actions sont effectués dans le cadre du programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et de l'importante offre publique de rachat de la compagnie en vigueur du 4 novembre 2022 au 9 décembre 2022. Cela comprend le rachat d'actions à Exxon Mobil Corporation, une opération réalisée concurremment, mais hors de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, et par dépôt proportionnel dans le cadre de l'importante offre publique de rachat de la compagnie.

La compagnie a terminé son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités le 21 octobre 2022.

Le 4 novembre 2022, la compagnie a lancé une importante offre publique de rachat dans le cadre de laquelle elle a offert de racheter, à des fins d'annulation, jusqu'à 1,5 milliards de dollars de ses actions ordinaires par adjudication à la hollandaise modifiée et dépôt proportionnel. Lorsque cette importante offre publique de rachat est venue à échéance, le 14 décembre 2022, la compagnie a souscrit et acheté 20 689 655 actions ordinaires à un prix de 72,50 \$ par action, ce qui représente un achat global de 1,5 milliard de dollars et 3,4 % des actions émises et en circulation de l'Impériale à la clôture des activités le 31 octobre 2022. Cela comprend les 14 399 985 actions rachetées à Exxon Mobil Corporation par dépôt proportionnel afin qu'elle puisse maintenir son pourcentage de participation à environ 69,6 %.

Comparaison entre les exercices 2022 et 2021

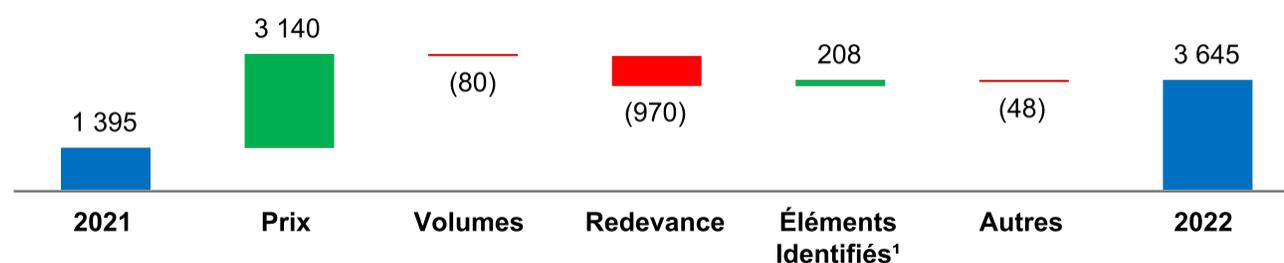
en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Douze mois	
	2022	2021
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	7 340	2 479
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d’une dilution (en dollars)	11,44	3,48
Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés ¹	7 132	2 479

Les résultats de l’exercice en cours comprennent les éléments favorables identifiés¹ de 208 millions de dollars liés au gain de la société sur la vente des intérêts dans XTO Energy Canada.

Secteur Amont

Analyse du facteur-bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Prix : La hausse des prix de vente, qui concordait généralement avec celle des prix indicatifs, était principalement attribuable à une augmentation de la demande. Les prix moyens obtenus pour le bitume ont augmenté de 26,76 \$ le baril, généralement en raison de l’augmentation du WCS, et les prix touchés sur les ventes de pétrole brut synthétique ont grimpé de 43,85 \$ le baril.

Volumes : La baisse des volumes est attribuable au temps d’arrêt à Kearl au cours du premier semestre. Elle a été partiellement compensée par la hausse de la production aux sites de Syncrude et Cold Lake.

Redevances : L’augmentation des redevances est principalement attribuable à la hausse des prix des matières premières.

Éléments identifiés¹ : Les résultats de l’exercice en cours comprennent les éléments favorables identifiés¹ liés au gain de la société sur la vente des intérêts dans XTO Energy Canada.

Autres : Frais d’exploitation plus élevés d’environ 500 millions de dollars, principalement en raison d’une hausse des prix de l’énergie, laquelle a été partiellement compensée par des effets de change favorables d’environ 270 millions de dollars et une augmentation des ventes d’électricité à Cold Lake d’environ 60 millions de dollars en raison de la hausse des prix.

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	
	2022	2021
West Texas Intermediate (en dollars américains le baril)	94,36	68,05
Western Canada Select (en dollars américains le baril)	76,28	54,96
Différentiel WTI/WCS (en dollars américains le baril)	18,08	13,09
Bitume (le baril)	84,67	57,91
Pétrole brut synthétique (le baril)	125,46	81,61
Taux de change moyen (en dollars américains)	0,77	0,80

Production

en milliers de barils par jour	Douze mois	
	2022	2021
Kearl (part de l'Impériale)	172	186
Cold Lake	144	140
Syncrude (a)	77	71
Production brute totale de Kearl (en milliers de barils par jour)	242	263

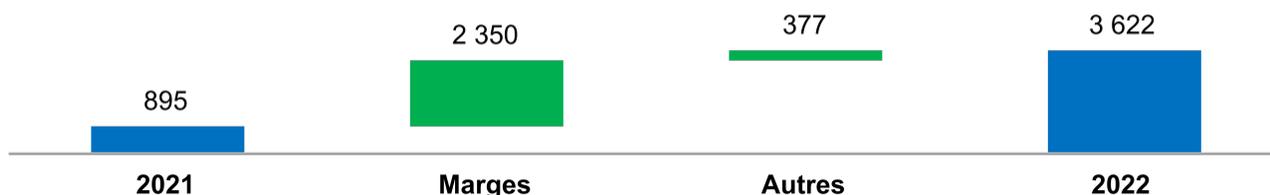
(a) En 2022, la production brute de Syncrude comprenait environ 3 milliers de barils de bitume par jour et d'autres produits (2021 – 1 millier de barils par jour) qui étaient exportés vers les installations de l'opérateur à l'aide d'un pipeline d'interconnexion existant.

La baisse de la production à Kearl est principalement attribuable au temps d'arrêt au cours du premier semestre.

Secteur Aval

Analyse du facteur-bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Marges : L'augmentation des marges reflète principalement une amélioration de la conjoncture.

Autres : Diminution des coûts d'entretien d'environ 140 millions de dollars, découlant de l'absence d'activités d'entretien à la raffinerie de Strathcona, une amélioration des volumes d'environ 130 millions de dollars, des effets de change favorables d'environ 120 millions de dollars, l'absence d'ajustement défavorable des stocks hors période de l'année précédente de 74 millions de dollars, lesquels ont été partiellement compensés par des frais d'exploitation plus élevés d'environ 190 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	
	2022	2021
Débit des raffineries	418	379
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	98	89
Ventes de produits pétroliers	475	456

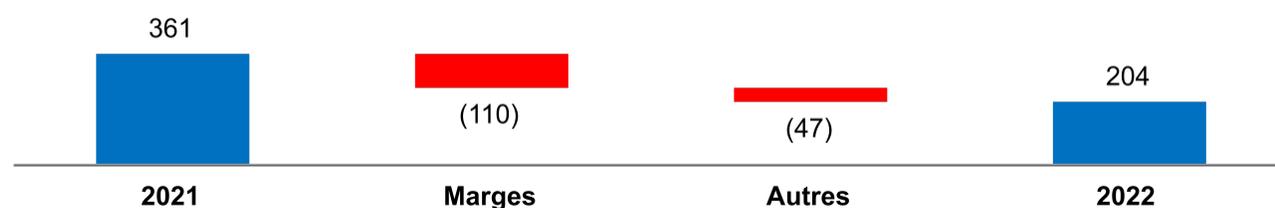
Le débit accru des raffineries en 2022 est principalement attribuable à l'augmentation de la demande et à la réduction des activités d'entretien.

L'augmentation des ventes de produits pétroliers en 2022 reflète principalement une demande plus forte.

Produits chimiques

Analyse du facteur-bénéfice (perte) net

en millions de dollars canadiens



Marges : La baisse des marges reflète principalement la faiblesse des marges sur les ventes de polyéthylène.

Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars canadiens	Douze mois	
	2022	2021
Bénéfice (perte) net) (U.S. GAAP)	(131)	(172)

Situation de trésorerie et sources de financement

en millions de dollars canadiens	Douze mois	
	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux :		
Activités d'exploitation	10 482	5 476
Activités d'investissement	(618)	(1 012)
Activités de financement	(8 268)	(3 082)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 596	1 382

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation reflètent principalement la hausse des prix obtenus dans le secteur Amont, l'augmentation des marges du secteur Aval et les effets favorables du fonds de roulement.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement reflètent principalement la hausse des ajouts aux immobilisations corporelles, laquelle a été partiellement compensée par le produit de la vente des intérêts dans XTO Energy Canada.

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

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Douze mois	
	2022	2021
Dividendes versés	851	706
Dividende par action versé (en dollars)	1,29	0,98
Rachats d'actions (a)	6 395	2 245
Nombre d'actions achetées (en millions) (a)	93,9	56,0

(a) Les rachats d'actions sont effectués dans le cadre du programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et de l'importante offre publique de rachat de la compagnie en vigueur du 6 mai 2022 au 10 juin 2022 et du 4 novembre 2022 au 9 décembre 2022. Cela comprend le rachat d'actions à Exxon Mobil Corporation, une opération réalisée concurremment, mais hors de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, et par dépôt proportionnel dans le cadre de l'importante offre publique de rachat de la compagnie.

Le 27 juin 2022, la société a annoncé 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 a permis à la société d'acheter jusqu'à un maximum de 31 833 809 actions ordinaires au cours de la période allant du 29 juin 2022 au 28 juin 2023. Le programme a pris fin le 21 octobre 2022, la société ayant acheté le nombre maximum d'actions autorisé dans le cadre du programme.

Le 6 mai 2022, la compagnie a lancé une importante offre publique de rachat dans le cadre de laquelle elle a offert de racheter, à des fins d'annulation, jusqu'à 2,5 milliards de dollars de ses actions ordinaires par adjudication à la hollandaise modifiée et dépôt proportionnel. Lorsque cette importante offre publique de rachat est venue à échéance, le 15 juin 2022, la compagnie a souscrit et acheté 32 467 532 actions ordinaires à un prix de 77,00 \$ par action, ce qui représente un achat global de 2,5 milliards de dollars et 4,9 % des actions émises et en circulation de l'Impériale à la clôture des activités le 2 mai 2022. Cela comprend les 22 597 379 actions rachetées à Exxon Mobil Corporation par dépôt proportionnel afin qu'elle puisse maintenir son pourcentage de participation à environ 69,6 %.

Le 4 novembre 2022, la compagnie a lancé une importante offre publique de rachat dans le cadre de laquelle elle a offert de racheter, à des fins d'annulation, jusqu'à 1,5 milliard de dollars de ses actions ordinaires par adjudication à la hollandaise modifiée et dépôt proportionnel. Lorsque cette importante offre publique de rachat est venue à échéance, le 14 décembre 2022, la compagnie a souscrit et acheté 20 689 655 actions ordinaires à un prix de 72,50 \$ par action, ce qui représente un achat global de 1,5 milliard de dollars et 3,4 % des actions émises et en circulation de l'Impériale à la clôture des activités le 31 octobre 2022. Cela comprend les 14 399 985 actions rachetées à Exxon Mobil Corporation par dépôt proportionnel afin qu'elle puisse maintenir son pourcentage de participation à environ 69,6 %.

Au cours du troisième trimestre de 2022, la compagnie a diminué sa dette à long terme de 1 milliard de dollars en remboursant partiellement une marge de crédit existante auprès d'une société affiliée à ExxonMobil.

Des données financières et d'exploitation clés suivent.

Énoncés prospectifs

Les énoncés contenus dans le présent rapport qui sont liés à des situations ou des événements futurs, y compris les prévisions, les objectifs, les attentes, les estimations et les plans d'affaires, sont des énoncés prévisionnels. Les énoncés prospectifs peuvent être caractérisés par des termes comme croire, anticiper, avoir l'intention de, proposer, planifier, objectif, viser, projeter, prévoir, cibler, estimer, s'attendre à, stratégie, perspectives, calendrier, futur, continuer, probable, pouvoir, devoir, sera et d'autres termes semblables faisant référence à des périodes futures. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport comprennent notamment des références à la poursuite des efforts visant à maximiser la production pour répondre à la demande de carburant au Canada; au complexe de diesel renouvelable prévu de la société à Strathcona, y compris le coût du projet, les estimations de production, les sources prévues des charges d'alimentation, les projections concernant les réductions prévues des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux carburants conventionnels, le démarrage prévu au début de 2025, et le calendrier des approbations réglementaires; la capacité du projet de diesel renouvelable à créer des emplois, à aider les clients à réduire les émissions et à améliorer l'offre de produits à faible teneur en carbone de la société; la poursuite des efforts visant à promouvoir des solutions à faible teneur en carbone pour soutenir l'objectif de carboneutralité de la société; les efforts continus de la société pour fournir des solutions qui réduisent l'intensité des émissions de gaz à effet de serre des activités d'exploitation et pour fournir aux clients des produits à faibles émissions sur l'ensemble du cycle de vie; un objectif de zéro émission nette (portées 1 et 2) à l'échelle de la société d'ici 2050 dans les actifs exploités grâce à une collaboration avec les partenaires gouvernementaux et industriels; l'objectif de réduction de l'intensité des émissions de la compagnie pour 2030 pour les sables bitumineux exploités; la capacité d'appliquer des technologies de récupération, d'utiliser le captage et le stockage du carbone et de mettre en œuvre des projets d'efficacité, notamment l'utilisation de carburants à faible teneur en carbone dans ses activités d'exploitation pour atteindre les objectifs de réduction des émissions; l'évaluation de la proposition de centre de stockage géologique de l'Alliance Nouvelles voies, dont notamment l'accord d'évaluation de la séquestration du carbone avec le gouvernement de l'Alberta; la volatilité attendue des cours des matières premières et des produits; et l'évolution continue de l'inflation et des prix des services et des matériaux, leurs répercussions sur les coûts d'exploitation et d'investissement, et la capacité de la société à atténuer ces coûts.

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 la source, l'offre et le bouquet énergétiques; les taux, la croissance et la composition de la production de divers actifs; les plans de projet, l'échéancier, les coûts, les évaluations techniques et les capacités et l'aptitude de la compagnie à exécuter efficacement ces plans et à exploiter ses actifs, y compris son investissement dans le complexe de production de diesel renouvelable à Strathcona; l'adoption de nouvelles installations ou technologies et leur incidence sur la réduction de l'intensité des émissions de GES, y compris notamment le diesel renouvelable de Strathcona, ainsi que le soutien et la promotion de solutions de captage et de stockage du carbone, et tout changement dans la portée, les modalités et les coûts de ces projets; pour le diesel renouvelable, la disponibilité et le coût des charges d'alimentation locales et la fourniture de diesel renouvelable à la Colombie-Britannique dans le cadre de sa législation sur les carburants à faibles émissions de carbone; le volume et le rythme des réductions d'émissions, dont les conséquences des carburants à émissions de carbone; l'appui des responsables des politiques et d'autres intervenants en ce qui concerne les nouvelles technologies comme le captage et le stockage du carbone; le rendement des tiers fournisseurs de services; la réception des approbations réglementaires en temps voulu; le taux d'utilisation de la capacité de raffinage; les lois applicables et les politiques gouvernementales applicables, y compris relativement aux changements climatiques, aux réductions des émissions de GES et aux carburants à faibles émissions de carbone; la capacité à compenser toute pression inflationniste en cours; l'allocation du capital, y compris les rendements pour les actionnaires, et les dépenses en capital et liées à l'environnement; l'évolution de la pandémie de COVID-19 et ses répercussions sur la capacité de l'Impériale à exploiter ses actifs; ainsi que 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 les gouvernements étrangers en ce qui concerne les niveaux d'approvisionnement et les prix, l'incidence de la COVID-19 sur la demande et la survenance de guerres; la disponibilité et la répartition du capital; la réception, en temps utile, des approbations réglementaires et tierces, notamment pour les nouvelles technologies qui aideront la société à atteindre ses objectifs de réduction des émissions; les résultats des programmes de recherche et des nouvelles technologies, 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; l'absence de soutien par les gouvernements et les responsables des politiques pour l'adoption de nouvelles technologies de réduction des émissions; les événements politiques ou réglementaires, y compris les changements législatifs ou les modifications des politiques gouvernementales, la réglementation environnementale, dont la réglementation portant sur les changements climatiques et les émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les mesures prises en réponse à la COVID-19; les difficultés techniques ou opérationnelles imprévues; la gestion et les calendriers des projets et l'achèvement de ces projets dans les délais prévus; la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services, compte tenu notamment des restrictions liées à la COVID-19; les risques environnementaux inhérents aux activités d'exploration et de production pétrolières et gazières; l'efficacité de la gestion et la préparation pour une intervention en cas de sinistre, y compris les plans de continuité des activités en réponse à la COVID-19; les risques et dangers opérationnels; les incidents liés à la cybersécurité, y compris la hausse du télétravail; les taux de change; la conjoncture économique générale; ainsi que d'autres facteurs abordés 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 et des rapports provisoires ultérieurs.

Les énoncés prévisionnels ne garantissent pas le rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, qui sont parfois similaires à ceux d'autres sociétés pétrolières et gazières, parfois exclusifs à la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée. 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 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.

Pour appuyer son objectif de zéro émission nette (portées 1 et 2) à l'échelle de la société d'ici 2050, l'Impériale a adopté une approche globale axée sur des feuilles de route détaillées de réduction des émissions pour ses principaux actifs exploités. Les feuilles de route peuvent être mises à jour si nécessaire pour refléter les évolutions technologiques, politiques et autres, y compris le développement et l'acquisition d'actifs exploités de grande importance. Les mesures nécessaires pour faire progresser les plans de réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre de l'entreprise pour 2030 sont intégrées dans ses plans d'affaires à moyen terme, qui sont mis à jour chaque année. Le scénario de référence pour la planification au-delà de 2030 est basé sur la recherche et la publication des Perspectives énergétiques d'ExxonMobil, qui contient des projections de l'offre et de la demande basées sur l'évaluation des tendances actuelles en matière de technologie, de politiques gouvernementales, de préférences des consommateurs, de géopolitique et de développement économique. Reflétant le contexte politique mondial actuel, les Perspectives énergétiques ne prévoient pas le degré d'avancement et de déploiement des politiques et des technologies nécessaires pour

que le monde, ou l'Impériale, atteigne ses objectifs de zéro émission nette d'ici 2050. Au fur et à mesure que des politiques et des avancées technologiques émergeront, elles seront intégrées dans les perspectives et les plans d'affaires de l'entreprise seront mis à jour en conséquence.

Les projets ou débouchés individuels peuvent progresser en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment la disponibilité d'une politique de soutien, la technologie permettant une réduction rentable, le processus de planification de l'entreprise et l'alignement avec nos partenaires et autres parties prenantes. Les plans de l'entreprise visant à réduire les émissions sont des efforts de bonne foi basés sur des données et une méthodologie pertinentes actuelles, qui pourraient être modifiées ou affinées.

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Total des produits et des autres revenus	14 453	12 312	59 670	37 590
Total des dépenses	12 174	11 201	50 186	34 307
Bénéfice (perte) avant impôts	2 279	1 111	9 484	3 283
Impôts sur le bénéfice	552	298	2 144	804
Bénéfice (perte) net	1 727	813	7 340	2 479
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	2,87	1,18	11,47	3,48
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – compte tenu d'une dilution (en dollars)	2,86	1,18	11,44	3,48
Autres données financières				
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts	—	9	241	43
Total de l'actif au 31 décembre			43 524	40 782
Total de la dette au 31 décembre			4 155	5 176
Capitaux propres au 31 décembre			22 413	21 735
Capital utilisé au 31 décembre			26 593	26 931
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires				
Total	266	185	932	729
Par action ordinaire (en dollars)	0,44	0,27	1,46	1,03
Millions d'actions ordinaires en circulation				
Au 31 décembre			584,2	678,1
Moyenne – compte tenu d'une dilution	603,0	689,5	641,5	713,2

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2022	2021	2022	2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	3 749	2 153	3 749	2 153
Activités d'exploitation				
Bénéfice (perte) net	1 727	813	7 340	2 479
Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie :				
Dépréciation et épuisement	465	545	1 897	1 977
(Gain) perte à la vente d'actifs	(3)	(10)	(158)	(49)
Impôts sur les bénéfices reportés et autres	281	75	(77)	91
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	345	(16)	1 485	363
Autres postes – montant net	(18)	225	(5)	615
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 797	1 632	10 482	5 476
Activités d'investissement				
Ajouts aux immobilisations corporelles	(492)	(424)	(1 526)	(1 108)
Produits de la vente d'actifs	18	24	904	81
Placements supplémentaires	—	—	(6)	—
Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions – montant net	1	1	10	15
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	473	(399)	(618)	(1 012)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(2 151)	(955)	(8 268)	(3 082)

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)				
Secteur Amont	531	545	3 645	1 395
Secteur Aval	1 188	250	3 622	895
Produits chimiques	41	64	204	361
Comptes non sectoriels et autres	(33)	(46)	(131)	(172)
Bénéfice (perte) net	1 727	813	7 340	2 479
Produits et autres revenus				
Secteur Amont	4 332	4 252	19 764	15 831
Secteur Aval	15 919	14 453	64 985	34 786
Produits chimiques	422	449	1 976	1 758
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	(6 220)	(6 842)	(27 055)	(14 785)
Produits et autres revenus	14 453	12 312	59 670	37 590
Achats de pétrole brut et de produits				
Secteur Amont	1 787	1 712	7 971	7 492
Secteur Aval	13 110	12 980	55 569	29 505
Produits chimiques	260	273	1 330	966
Éliminations	(6 264)	(6 843)	(27 128)	(14 789)
Achats de pétrole brut et de produits	8 893	8 122	37 742	23 174
Production et fabrication				
Secteur Amont	1 438	1 266	5 491	4 661
Secteur Aval	447	406	1 640	1 445
Produits chimiques	80	65	273	210
Éliminations	—	—	—	—
Production et fabrication	1 965	1 737	7 404	6 316
Frais de vente et frais généraux				
Secteur Amont	—	—	—	—
Secteur Aval	179	156	653	572
Produits chimiques	23	22	85	90
Éliminations/Comptes non sectoriels et autres	55	37	144	122
Frais de vente et frais généraux	257	215	882	784
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration				
Secteur Amont	364	266	1 128	632
Secteur Aval	94	168	295	476
Produits chimiques	5	2	10	8
Comptes non sectoriels et autres	25	5	57	24
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	488	441	1 490	1 140
Frais d'exploration imputés au bénéfice du secteur Amont inclus ci-dessus	1	26	5	32

Données d'exploitation	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2022	2021	2022	2021
Production brute de pétrole brut et de liquides du gaz naturel (LGN) (en milliers de barils par jour)				
Kearl	201	191	172	186
Cold Lake	141	142	144	140
Syncrude (a)	87	79	77	71
Classique	6	11	8	10
Total de la production de pétrole brut	435	423	401	407
LGN mis en vente	—	2	1	1
Total de la production de pétrole brut et de LGN	435	425	402	408
Production brute de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	37	121	85	120
Production brute d'équivalent pétrole (b) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	441	445	416	428
Production nette de pétrole brut et de LGN (en milliers de barils par jour)				
Kearl	184	179	157	178
Cold Lake	105	119	106	114
Syncrude (a)	77	68	63	62
Classique	6	11	8	9
Total de la production de pétrole brut	372	377	334	363
LGN mis en vente	—	1	1	1
Total de la production de pétrole brut et de LGN	372	378	335	364
Production nette de gaz naturel (en millions de pieds cubes par jour)	37	112	83	115
Production nette d'équivalent pétrole (b) (en milliers de barils d'équivalent pétrole par jour)	378	397	349	383
Ventes de brut fluidifié de Kearl (en milliers de barils par jour)	277	272	236	264
Ventes de brut fluidifié de Cold Lake (en milliers de barils par jour)	186	189	188	187
Ventes de LGN (en milliers de barils par jour) (c)	—	—	1	—
Prix de vente moyens (en dollars canadiens)				
Bitume (le baril)	59,85	65,53	84,67	57,91
Pétrole brut synthétique (le baril)	115,22	92,54	125,46	81,61
Pétrole brut classique (le baril)	67,91	70,09	97,45	59,84
LGN (le baril)	—	62,07	64,92	35,87
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	5,54	4,92	5,69	3,83
Débit des raffineries (en milliers de barils par jour)	433	416	418	379
Utilisation de la capacité de raffinage (en pourcentage)	101	97	98	89
Ventes de produits pétroliers (en milliers de barils par jour)				
Essence	242	240	229	224
Mazout domestique, carburant diesel et carburacteur	180	180	176	160
Huiles lubrifiantes et autres produits	41	44	47	45
Mazout lourd	24	32	23	27
Ventes nettes de produits pétroliers	487	496	475	456
Ventes de produits pétrochimiques (en milliers de tonnes)	193	194	842	831

(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	3	3	1
Production nette de bitume et d'autres produits (en milliers de barils par jour)	2	2	3	1

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

(c) Ventes de LGN arrondies à zéro en 2021.

	Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis) en millions de dollars canadiens	Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (a) dollars canadiens
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
Quatrième trimestre	271	0,36
Exercice	2 200	2,88
2020		
Premier trimestre	(188)	(0,25)
Deuxième trimestre	(526)	(0,72)
Troisième trimestre	3	—
Quatrième trimestre	(1 146)	(1,56)
Exercice	(1 857)	(2,53)
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

(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 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	
	2022	2021	2022	2021
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 797	1 632	10 482	5 476
Moins les variations du fonds de roulement				
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	345	(16)	1 485	363
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, hors le fonds de roulement	2 452	1 648	8 997	5 113

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	
	2022	2021	2022	2021
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 797	1 632	10 482	5 476
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement				
Ajouts aux immobilisations corporelles	(492)	(424)	(1 526)	(1 108)
Produits de la vente d'actifs	18	24	904	81
Placements supplémentaires	—	—	(6)	—
Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions – montant net	1	1	10	15
Flux de trésorerie disponible	2 324	1 233	9 864	4 464

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. L'incidence du bénéfice (perte) net d'un élément identifié pour un secteur individuel dans un trimestre donné 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	
	2022	2021	2022	2021
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale				
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	1 727	813	7 340	2 479
Moins les éléments identifiés compris dans le bénéfice (perte) net				
Gain (perte) à la vente d'actifs	—	—	208	—
Sous-total des éléments identifiés	—	—	208	—
Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés	1 727	813	7 132	2 479

Coûts d'exploitation (coûts financiers)

Les coûts d'exploitation sont une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond au total des charges, déduction faite des coûts de type hors trésorerie, y compris les postes Achats de pétrole brut et de produits, Taxes d'accise fédérales et frais de carburant, Dépréciation et épuisement, Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ et Financement. Les coûts d'exploitation comprennent ce qui suit : (1) Production et fabrication; (2) Frais de vente et frais généraux; et (3) Exploration, dans l'état consolidé des résultats de la compagnie et comme déclarés dans l'Annexe III du présent document. La somme de ces postes de l'état des résultats sert d'indication des coûts d'exploitation 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 coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2022	2021	2022	2021
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale				
Total des dépenses	12 174	11 201	50 186	34 307
Moins :				
Achats de pétrole brut et de produits	8 893	8 122	37 742	23 174
Taxes d'accise fédérales et frais de carburant	563	524	2 179	1 928
Dépréciation et épuisement	465	545	1 897	1 977
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la	4	10	17	42
Financement	26	22	60	54
Total des coûts d'exploitation	2 223	1 978	8 291	7 132

Composants des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2022	2021	2022	2021
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale				
Production et fabrication	1 965	1 737	7 404	6 316
Frais de vente et frais généraux	257	215	882	784
Exploration	1	26	5	32
Coûts d'exploitation	2 223	1 978	8 291	7 132

Contributions des segments au total des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre		Douze mois	
	2022	2021	2022	2021
Secteur Amont	1 439	1 292	5 496	4 693
Secteur Aval	626	562	2 293	2 017
Produits chimiques	103	87	358	300
Éliminations/Comptes non sectoriels	55	37	144	122
Coûts d'exploitation	2 223	1 978	8 291	7 132

Coûts d'exploitation unitaires (coûts unitaires)

Les coûts d'exploitation unitaires constituent un ratio non conforme aux PCGR. Les coûts d'exploitation unitaires (coûts unitaires) sont calculés en divisant les coûts d'exploitation par la production brute totale d'équivalent pétrole et sont calculés pour le segment Amont, ainsi que pour les principaux actifs de ce secteur. Les coûts d'exploitation, une mesure financière non conforme aux PCGR, sont indiqués et rapprochés 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 coûts d'exploitation unitaires, comme utilisés 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 coûts d'exploitation unitaires

en millions de dollars canadiens	Quatrième trimestre							
	2022				2021			
	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude
Production et fabrication	1 438	673	327	393	1 266	561	315	333
Frais de vente et frais généraux	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploration	1	—	—	—	26	—	—	—
Coûts d'exploitation	1 439	673	327	393	1 292	561	315	333
Production brute d'équivalent pétrole (en milliers de barils par jour)	441	201	141	87	445	191	142	79
Coûts d'exploitation unitaires (en dollars par baril d'équivalent pétrole)	35,47	36,39	25,21	49,10	31,56	31,93	24,11	45,82
USD converti en fonction du taux de change moyen du trimestre	26,25	26,93	18,66	36,33	24,93	25,22	19,05	36,20

2022 0,74 dollar américain; 2021 0,79 dollar américain

COMPAGNIE PÉTROLIÈRE IMPÉRIALE LTÉE

	Douze mois							
	2022				2021			
	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude	Secteur Amont (a)	Kearl	Cold Lake	Syncrude
en millions de dollars canadiens								
Production et fabrication	5 491	2 353	1 344	1 563	4 661	1 902	1 117	1 388
Frais de vente et frais généraux	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploration	5	—	—	—	32	—	—	—
Coûts d'exploitation	5 496	2 353	1 344	1 563	4 693	1 902	1 117	1 388
Production brute d'équivalent pétrole (en milliers de barils par jour)	416	172	144	77	428	186	140	71
Coûts d'exploitation unitaires (en dollars par baril d'équivalent pétrole)	36,20	37,48	25,57	55,61	30,04	28,02	21,86	53,56
USD converti en fonction du taux de change moyen en cumul annuel	27,87	28,86	19,69	42,82	24,03	22,42	17,49	42,85
<i>2022 0,77 dollar américain; 2021 0,80 dollar américain</i>								

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