

2023 états financiers annuels
et analyse de la direction



Photo de couverture :

Des employés de l'Impériale dans le cadre de la phase 1 du projet Cold Lake Grand Rapids (GRP1). GRP1 sera le premier déploiement dans l'industrie de la technologie de drainage par gravité à la vapeur assistée par solvant (SA-SAGD).



États financiers annuels et rapport de gestion sur la situation financière et les résultats d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023

Les états financiers annuels et le rapport de gestion sur la situation financière et des résultats d'exploitation doivent être lus en parallèle avec le rapport annuel de la compagnie sur le formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2023. Renvoi à la « Rubrique 1A. Les facteurs de risque » et les numéros de page de ce document indiquent la section et les numéros de page figurant dans le rapport annuel de la compagnie sur le formulaire 10-K. Le rapport annuel de la compagnie sur le formulaire 10-K, les rapports trimestriels sur le formulaire 10-Q et les rapports actuels sur le formulaire 8-K, ainsi que les modifications apportées à ces rapports, sont accessibles en ligne au www.sedarplus.ca, au www.sec.gov et sur le site Web de la compagnie au www.imperialoil.ca.

Sauf indication contraire du contexte, tout renvoi à la « compagnie » ou à l'« Impériale » s'entend de la Compagnie Pétrolière Impériale Itée et ses filiales, et tout renvoi à ExxonMobil s'entend d'Exxon Mobil Corporation et de ses sociétés affiliées, selon le cas.

Tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.
Remarque : les chiffres étant arrondis, ils peuvent ne pas correspondre.

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, projette, présage, cible, évalue, prévoit, stratégie, perspective, compte, futur, continue, probable, peut, doit, aspire et autres références semblables à des périodes futures. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport mentionnent notamment, sans toutefois s'y limiter, des renvois au fait d'être bien positionné pour participer à des investissements substantiels visant à mettre en valeur des réserves énergétiques au Canada et à réduire le risque lié au cours des matières premières; les perspectives commerciales à long terme de la compagnie y compris en ce qui concerne la demande, l'offre, le bouquet et les voies énergétiques liées aux émissions de gaz à effet de serre; l'incidence de la participation à l'Alliance Nouvelles voies; l'objectif de L'Impériale d'atteindre la carboneutralité à l'échelle de la compagnie d'ici 2050 (portées 1 et 2) et de réduire l'intensité des émissions de gaz à effet de serre dans ses installations d'extraction de sables bitumineux pour 2030; l'ampleur des effets continus des événements mondiaux qui affectent l'offre et la demande, notamment l'inflation et la capacité de la société d'atténuer les impacts sur les coûts dans tous les environnements de prix; accent du secteur Amont sur l'optimisation de tous les actifs existants, la réduction des coûts et l'amélioration de la productivité; la capacité de la stratégie d'investissement actuelle de la compagnie, axée sur l'obtention d'une valeur ajoutée et la croissance de certains volumes, à générer de solides rendements et à assurer une croissance à long terme; l'évaluation continue des occasions, comme les expéditions par rail et le rythme d'exécution du projet d'Aspen; la croissance du segment, les stratégies concurrentielles et les avantages d'un modèle commercial intégré; les répercussions des stratégies et de la position concurrentielle du secteur Aval; le calendrier, la production et les réductions d'émissions de l'installation de diesel renouvelable de Strathcona; les répercussions potentielles des risques environnementaux, de la politique sur le carbone, des règlements relatifs au climat et des mandats sur les biocarburants; la position concurrentielle du secteur des produits chimiques et les avantages de l'intégration avec la raffinerie de Sarnia et de la relation avec ExxonMobil; la structure du capital et la solidité financière en tant qu'avantage concurrentiel, pour atténuer les risques et répondre aux besoins de financement; l'évaluation continue du programme d'achat d'actions de la compagnie; les dépenses en immobilisations prévues pour l'année 2024 d'environ 1,7 milliard de dollars; la sensibilité des résultats; les risques liés à l'utilisation d'instruments dérivés; l'effet de tout litige en instance, des normes comptables et des économies d'impôts non comptabilisées; l'efficacité du rendement et de l'atténuation des risques à long terme du régime de rémunération de la compagnie; et les mesures normalisées de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs ainsi que les estimations, la mise en valeur, le calendrier et la récupération des réserves.

Les déclarations prospectives sont fondées sur les prévisions actuelles de la compagnie, ses estimations, ses projections et ses hypothèses émises au moment de la déclaration. Les résultats financiers et d'exploitation futurs réels, y compris les attentes et les hypothèses concernant la demande, l'offre et le bouquet énergétiques futurs; les prix des matières premières et les taux de change; les taux, la croissance et la composition de la production de divers actifs; la durée de vie de la production, la récupération des ressources et le rendement des réservoirs; 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, dont son investissement dans le complexe de diesel renouvelable à Strathcona, les projets Leming, Grand Rapids et LASER à Cold Lake et l'exploitation autonome à Kearl; l'adoption et les incidences de nouvelles installations ou technologies sur les réductions de l'intensité des émissions de GES, notamment le recours à des technologies comme le remplacement par des solvants du processus à vapeur à forte intensité d'énergie à Cold Lake, le projet EBRT, la récupération de la chaleur du gaz combustible de la chaudière à Kearl, le complexe de production de 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, et tout changement dans la portée, les modalités et les coûts de ces projets; l'appui des responsables des politiques et d'autres intervenants en ce qui concerne diverses nouvelles technologies comme le captage et le stockage du carbone; pour le diesel renouvelable, la disponibilité et le coût des charges d'alimentation obtenues de sources et de cultures locales, et la fourniture de diesel renouvelable à la Colombie-Britannique dans le cadre de sa législation sur les carburants à faible teneur en carbone; le volume et le rythme des réductions d'émissions, y compris l'incidence des carburants à faible teneur en carbone; le rendement des tiers fournisseurs de services; la réception des approbations réglementaires et de tiers en temps opportun, en particulier en ce qui concerne les projets de réduction des émissions à grande échelle; les lois et les politiques gouvernementales applicables, notamment en matière de changements climatiques, de réductions des émissions de GES et de carburants à faible teneur en carbone; l'utilisation de la capacité de raffinage et les ventes de produits; la capacité prévue à compenser les pressions inflationnistes; 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;; les dépenses en capital et liées à l'environnement; la réalisation de gains d'efficacité au sein des secteurs d'activité et entre eux, et la capacité de maintenir les réductions de coûts à court terme en tant que gains d'efficacité permanents; et les conditions générales du marché pourraient varier considérablement selon un certain nombre de facteurs.

Ces facteurs comprennent les variations mondiales, nationales ou régionales de l'offre et de la demande de pétrole, de gaz naturel et de produits pétroliers et pétrochimiques, les charges d'alimentation et d'autres facteurs du marché, conditions économiques et fluctuations saisonnières, ainsi que les répercussions sur la demande, les prix, les différentiels et les marges qui en découlent; 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, y compris l'impôt sur les rachats d'actions; la réglementation environnementale, dont les règlements concernant les changements climatiques et les gaz à effet de serre, et les changements à ces règlements; les risques environnementaux inhérents aux activités pétrolière et gazière; les politiques gouvernementales soutenant les occasions d'investissement dans les projets à faibles émissions de carbone; les échecs, les retards ou l'incertitude dans les politiques et développements de marchés favorables à l'adoption de nouvelles technologies à faibles émissions de carbone et à d'autres technologies favorisant les réductions d'émissions; la réception, en temps utile, des approbations réglementaires et tierces, notamment pour les nouvelles technologies qui aideront la compagnie à atteindre ses objectifs de réduction des émissions; l'opposition des tiers aux activités, aux projets et aux infrastructures de la compagnie et des fournisseurs de services; la disponibilité et la répartition du capital; la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services; les difficultés techniques ou opérationnelles imprévues; l'efficacité de la gestion et la préparation aux catastrophes; la gestion des projets et les échéanciers et l'achèvement à temps des projets; le transport pour accéder aux marchés; les négociations commerciales; les développements technologiques inattendus; les résultats des programmes de recherche et des nouvelles technologies, 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'analyse et le rendement des gisements; la capacité de valoriser ou d'acquérir des réserves supplémentaires; les risques et dangers opérationnels; les incidents de cybersécurité; les taux de change; l'apparition, le rythme, la rapidité de rétablissement et les effets des crises de santé publique, y compris les réponses gouvernementales; les conditions économiques générales, 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, 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 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 modèles de demande énergétique sont de nature prévisionnelle et visent à reproduire la dynamique de la filière énergétique mondiale, ce qui nécessite des simplifications. La mention, dans ce rapport, de scénarios de demande énergétique fondés sur de tels modèles, y compris à propos d'une éventuelle carboneutralité, ne signifie pas que L'Impériale estime que l'un d'eux est susceptible de se concrétiser. De plus, ces scénarios de demande énergétique reposent sur des hypothèses pour divers paramètres. Par conséquent, le résultat de tout scénario donné utilisant un modèle de demande énergétique s'accompagne d'un degré élevé d'incertitude. Les scénarios de tiers abordés dans ce rapport reflètent les hypothèses de modélisation et les résultats obtenus par leurs auteurs respectifs, et non par L'Impériale, et l'utilisation par cette dernière de ces scénarios ne signifie pas qu'elle appuie leurs hypothèses sous-jacentes, leur éventualité ou leur probabilité. Les décisions d'investissement sont basées sur le processus de planification distinct de L'Impériale. Toute utilisation de la modélisation d'une organisation tierce dans ce rapport ne signifie d'aucune manière que L'Impériale approuve les positions ou les activités de l'organisation en question.

Les mesures nécessaires pour faire progresser les plans de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la compagnie d'ici 2030 sont intégrées dans ses plans d'entreprise à moyen terme, qui sont mis à jour annuellement. Le scénario de référence pour la planification au-delà de 2030 est basé sur la recherche et la publication du document *Les perspectives mondiales* d'ExxonMobil (les Perspectives). Les Perspectives reflètent l'environnement politique mondial existant et l'hypothèse d'une politique de plus en plus stricte et d'une amélioration de la technologie jusqu'en 2050. Cependant, les Perspectives ne tentent pas de projeter le degré d'avancement et de déploiement des politiques et des technologies nécessaires pour le monde ou l'entreprise, afin d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Au fur et à mesure que de futures politiques et des avancées technologiques se feront jour, elles seront intégrées dans les Perspectives, et les plans d'affaires de l'entreprise seront mis à jour en conséquence. Les références à des projets ou à des opportunités peuvent ne pas refléter les décisions d'investissement prises par la compagnie. Les projets ou opportunités individuels peuvent progresser en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment la disponibilité d'une politique de soutien, l'octroi de permis, les progrès technologiques pour une réduction rentable des émissions, les idées issues du processus de planification de la compagnie et l'alignement avec les partenaires et autres parties prenantes. Les conseils d'investissement dans des projets à faibles émissions sont basés sur notre plan d'entreprise; cependant, les niveaux d'investissement réels dépendront de la disponibilité de l'ensemble des opportunités, du soutien de la politique publique et de l'attention portée aux rendements.

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

Section financière

Table des matières	Page
Informations financières (PCGR des États-Unis)	2
Terminologie	3
Rapport de gestion sur la situation financière et les résultats d'exploitation	7
Aperçu	7
Contexte commercial	8
Résultats commerciaux	13
Situation de trésorerie et sources de financement	20
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	23
Risques liés au marché	25
Estimations comptables critiques	27
Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière	33
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant	34
État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis)	37
État consolidé du résultat étendu (PCGR des États-Unis)	38
Bilan consolidé (PCGR des États-Unis)	39
État consolidé des capitaux propres (PCGR des États-Unis)	40
État consolidé des flux de trésorerie (PCGR des États-Unis)	41
Notes aux états financiers consolidés	42
1. Résumé des principales politiques comptables	42
2. Secteurs d'activités	49
3. Impôts sur le bénéfice	51
4. Avantages de retraite	52
5. Autres obligations à long terme	57
6. Instruments financiers et produits dérivés	58
7. Programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions	60
8. Revenus de placement et d'autres sources	61
9. Litiges et autres provisions	61
10. Actions ordinaires	62
11. Informations financières diverses	64
12. Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts	65
13. Contrats de location	66
14. Dette à long terme	68
15. Comptabilité des coûts des puits d'exploration suspendus	68
16. Transactions avec des apparentés	69
17. Autres éléments du résultat étendu (perte)	70
18. Activités de cession	70
Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration/production de pétrole et de gaz (hors audit)	71

Informations financières (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Produits	50 702	59 413	37 508
Bénéfice (perte) net :			
Secteur Amont	2 512	3 645	1 395
Secteur Aval	2 301	3 622	895
Produits chimiques	164	204	361
Comptes non sectoriels et autres	(88)	(131)	(172)
Bénéfice (perte) net	4 889	7 340	2 479
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	864	3 749	2 153
Total de l'actif en fin d'exercice	41 199	43 524	40 782
Dette à long terme en fin d'exercice	4 011	4 033	5 054
Total de la dette en fin d'exercice	4 132	4 155	5 176
Autres obligations à long terme en fin d'exercice	3 851	3 467	3 897
Capitaux propres en fin d'exercice	22 222	22 413	21 735
Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation	3 734	10 482	5 476
Informations par action (en dollars canadiens)			
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base	8,51	11,47	3,48
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué	8,49	11,44	3,48
Dividendes par action ordinaire – déclarés	1,94	1,46	1,03

Terminologie

Les expressions définies ci-dessous sont fréquemment utilisées dans les principaux indicateurs de rendement financier et de gestion commerciale de la compagnie. Ces définitions sont offertes pour faciliter la compréhension des indicateurs et de la façon dont ils sont calculés. 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.

Capital utilisé

Le capital utilisé est une mesure financière non conforme aux PCGR qui mesure l'investissement net. Lorsque cette valeur est vue sous la perspective de la façon dont le capital est utilisé dans l'entreprise, elle comprend les biens de l'entreprise, ses installations et équipements de production, ainsi que ses autres actifs, moins le passif, sauf la dette à court et à long terme. Lorsque cette valeur est vue sous l'angle des sources du capital utilisé de manière globale dans l'entreprise, elle comprend la dette totale et les capitaux propres. Le total des actifs figurant dans le bilan consolidé de la compagnie constitue la mesure financière la plus directement comparable que l'on peut trouver dans les états financiers. Ces deux perspectives intègrent la part de l'entreprise dans le capital des sociétés dont elle est actionnaire, que l'entreprise désire inclure pour présenter une mesure plus complète du capital utilisé.

Rapprochement du capital utilisé

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Extrait du bilan consolidé			
Utilisations dans l'entreprise : perspective de l'actif et du passif			
Total de l'actif	41 199	43 524	40 782
Moins : Total du passif à court terme à l'exclusion des billets et emprunts	(6 482)	(8 776)	(5 432)
Total du passif à long terme à l'exclusion de la dette à long terme	(8 363)	(8 180)	(8 439)
Plus : Part de L'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	21	25	20
Total du capital utilisé	26 375	26 593	26 931
Total des sources de l'entreprise : Perspective de la dette et des capitaux propres			
Billets et emprunts	121	122	122
Dette à long terme	4 011	4 033	5 054
Capitaux propres	22 222	22 413	21 735
Plus : Part de L'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	21	25	20
Total du capital utilisé	26 375	26 593	26 931

Rendement du capital moyen utilisé (RCMU)

Le RCMU est un ratio non conforme aux PCGR. Sous la perspective des secteurs d'activité de l'entreprise, le RCMU correspond au bénéfice net annuel du secteur divisé par le capital moyen utilisé dans ce secteur (moyenne des montants de début et de fin d'année). Le bénéfice net d'un secteur d'activité comprend la part de L'impériale dans le bénéfice net des sociétés dont elle est actionnaire dans ce secteur, conformément à la définition employée pour le capital utilisé, à l'exclusion du coût de financement. Le capital utilisé, une mesure financière non conforme aux PCGR, est indiqué et rapproché ci-dessus. Le RCMU total de l'entreprise est calculé en soustrayant les coûts de financement après impôts du bénéfice net, ce résultat étant ensuite divisé par le capital moyen utilisé total. La compagnie utilise cette définition du RCMU depuis plusieurs années et considère qu'elle constitue l'une des meilleures mesures de la productivité du capital dans le temps, à l'intérieur d'un secteur industriel à forte intensité de capital. D'autres indicateurs sont utilisés pour les décisions d'investissement, reposant plus sur les flux de trésorerie.

Composants du rendement du capital moyen utilisé

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Extrait de l'état consolidé des résultats			
Bénéfice (perte) net	4 889	7 340	2 479
Financement (après impôts), incluant la part de L'Impériale dans les sociétés dont elle est actionnaire	66	55	40
Bénéfice (perte) net à l'exclusion du financement	4 955	7 395	2 519
Capital moyen utilisé	26 484	26 762	26 780
Rendement du capital moyen utilisé (%) – Total de l'entreprise	18,7	27,6	9,4

Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et aux ventes d'actifs constituent une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond à la somme de la trésorerie nette générée par des activités d'exploitation et par le produit des ventes d'actifs figurant dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Cette valeur des flux de trésorerie reflète les sources totales de trésorerie provenant de l'exploitation des actifs de l'entreprise et des désinvestissements. 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. L'entreprise applique depuis longtemps un processus rigoureux d'évaluation périodique afin de s'assurer que ses actifs contribuent à l'atteinte de ses objectifs stratégiques. L'entreprise se départit des actifs ne contribuant plus suffisamment à ces objectifs ou qui ont une valeur nettement supérieure pour des investisseurs externes. Compte tenu de la régularité de ces activités, l'entreprise croit que ses investisseurs doivent prendre en compte le produit de ces ventes d'actifs avec la trésorerie issue des activités d'exploitation lors de l'évaluation des liquidités disponibles pour des investissements internes et des activités de financement, incluant les distributions aux actionnaires.

Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et aux ventes d'actifs

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Extrait de l'état consolidé des flux de trésorerie			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 734	10 482	5 476
Produits de la vente d'actifs	86	904	81
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et aux ventes d'actifs	3 820	11 386	5 557

Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation constituent une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond aux coûts de la période pour produire, fabriquer et préparer de toute autre façon les produits de la compagnie en vue de leur vente, ce qui comprend les coûts des énergies utilisées, les coûts de main-d'œuvre et les coûts d'entretien. Les coûts d'exploitation sont calculés avant impôts et excluent les coûts des matières premières, les impôts et les intérêts débiteurs. 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. Même si l'entreprise est responsable de tous les éléments de revenus et dépenses composant le bénéfice net, les coûts d'exploitation correspondent aux dépenses plus directement contrôlées par l'entreprise et constituent donc un bon indicateur du rendement de l'entreprise.

Rapprochement des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Extrait de l'état consolidé des résultats			
Total des dépenses	44 600	50 186	34 307
Moins :			
Achats de pétrole brut et de produits	32 399	37 742	23 174
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	2 402	2 179	1 928
Financement	69	60	54
Sous-total	34 870	39 981	25 156
Part de L'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	76	71	61
Total des coûts d'exploitation	9 806	10 276	9 212

Composants des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Extrait de l'état consolidé des résultats			
Production et fabrication	6 879	7 404	6 316
Frais de vente et frais généraux	857	882	784
Dépréciation et épuisement	1 907	1 897	1 977
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	82	17	42
Exploration	5	5	32
Sous-total	9 730	10 205	9 151
Part de L'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	76	71	61
Total des coûts d'exploitation	9 806	10 276	9 212

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	2023	2022	2021
Extrait de l'état consolidé des résultats			
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	4 889	7 340	2 479
Moins les éléments identifiés compris dans le bénéfice (perte) net			
Gain/(perte) sur la vente d'actifs	—	208	—
Sous-total des éléments identifiés	—	208	—
Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés	4 889	7 132	2 479

Rapport de gestion sur la situation financière et les résultats d'exploitation

Aperçu

La discussion et l'analyse ci-dessous des résultats financiers de La compagnie, ainsi que les états financiers les accompagnant de même que les notes ajoutées aux états financiers consolidés, sont la responsabilité de la direction de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée.

L'information comptable et financière de la compagnie reflète fidèlement son modèle d'entreprise intégré qui repose sur l'exploration et la production de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi que la fabrication, le commerce, le transport et la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers, de produits pétrochimiques et de divers produits spécialisés; et la recherche d'occasions commerciales de réduction des émissions, y compris le captage et le stockage du carbone et les carburants à faibles émissions.

Grâce aux ressources naturelles dont elle dispose, à sa santé financière, à la rigueur de sa politique d'investissement et à l'éventail de ses technologies, L'impériale est bien placée pour participer à des investissements d'envergure visant à mettre en valeur de nouvelles réserves énergétiques au Canada. Les secteurs de la compagnie faisant l'objet de déclarations séparées sont : Amont, Aval, Produits chimiques et Comptes non sectoriels et autres. Le modèle d'affaires intégré de la compagnie réduit généralement les risques associés aux variations des cours des matières premières. Bien que les prix des marchandises dépendent de l'offre et de la demande, et puissent être volatils à court terme, les décisions de placement de la compagnie reposent sur des facteurs fondamentaux qui se reflètent dans ses perspectives commerciales à long terme et font appel à une méthode rigoureuse de sélection et d'exploitation des possibilités d'investissement les plus intéressantes. Le processus du plan annuel de la compagnie établit les hypothèses économiques servant à évaluer les investissements et fixe des objectifs en matière d'exploitation et de capital. Les hypothèses du plan reposent sur les *Perspectives mondiales* (les Perspectives) d'Exxon Mobil, qui sont élaborées annuellement. Les fourchettes des cours du pétrole brut, y compris les écarts de prix, des produits raffinés et des produits chimiques, ainsi que les volumes et les coûts d'exploitation, y compris les prix des émissions de gaz à effet de serre et les taux de change des devises font partie des hypothèses du plan de la compagnie élaborées annuellement. Les prévisions de volume selon ce plan reposent sur les profils de production des gisements, qui sont également mis à jour au moins une fois par an. Des possibilités d'investissement majeur sont évaluées selon une myriade de conditions économiques éventuelles. Tous les investissements majeurs font l'objet d'un processus de réévaluation pour garantir que nous tirons les enseignements pertinents de nos décisions d'investissement, et du développement et de l'exécution du projet. Ces enseignements sont pris en compte dans des projets futurs.

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

Contexte commercial

Perspectives à long terme

Les « perspectives commerciales à long terme » sont fondées sur les *Perspectives mondiales* (les Perspectives) d'Exxon Mobil Corporation, qui, combinées aux hypothèses à court terme, servent à éclairer les stratégies commerciales et les plans d'investissement à long terme de l'entreprise.

La compagnie planifie ses affaires en se basant sur sa compréhension approfondie des facteurs fondamentaux du marché à long terme. Ces facteurs fondamentaux comprennent les tendances en matière d'offre et de demande, l'ampleur et la variété des besoins énergétiques dans le monde, la capacité, la valeur concrète et l'abordabilité des sources d'énergie de rechange, y compris des solutions à faibles émissions de carbone, les technologies de réduction des émissions de gaz à effet de serre et les politiques gouvernementales pertinentes. Selon les Perspectives, ces facteurs fondamentaux forment la base de la planification à long terme des affaires de la compagnie, ainsi que de ses décisions d'investissement et de ses programmes de recherche. Les Perspectives reflètent la façon dont la compagnie perçoit l'offre et la demande énergétiques à l'échelle mondiale jusqu'en 2050. Cette prévision est fondée sur les tendances actuelles en matière de technologies, de politiques gouvernementales, de préférences des consommateurs, de géopolitique et de développement économique.

Les Perspectives utilisent des projections et des scénarios provenant de tiers réputés tels que l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). La gamme de ces scénarios comprend le scénario en dessous de 2 °C (probable) du GIEC et trois scénarios de l'AIE; le scénario des politiques déclarées de l'AIE (STEPS), qui reflète une évaluation, secteur par secteur, des politiques actuellement en place ou annoncées par les gouvernements; le scénario des promesses annoncées (APS) de l'AIE, qui reflète les objectifs ambitieux des gouvernements, atteints dans les délais et dans leur intégralité; et le scénario de carboneutralité d'ici 2050 de l'AIE, que l'AIE qualifie de très complexe, reconnaissant que la société ne s'est pas engagée actuellement sur la voie de la carboneutralité envisagée par son scénario. Compte tenu du vaste éventail d'incertitudes, il est impossible de prédire raisonnablement une voie de transition unique. Les principales inconnues comprennent les politiques gouvernementales qui n'ont pas encore été élaborées, les conditions du marché et les avancées technologiques qui peuvent influencer le coût, la cadence et la disponibilité potentielle de certaines voies. Les scénarios qui utilisent une gamme complète d'options technologiques sont susceptibles de fournir les voies les plus efficaces sur le plan économique.

En faisant appel à ses propres experts et à des sources tierces, la société surveille divers indicateurs susceptibles de signaler un changement potentiel dans la transition énergétique. Par exemple, le rythme régional de la transition pourrait être influencé par le coût des nouvelles technologies par rapport aux sources d'énergie existantes ou de rechange.

Selon les projections, d'ici à 2050, la population mondiale devrait atteindre à peu près 9,7 milliards d'habitants, soit environ 2 milliards de personnes de plus qu'en 2021. Parallèlement à cette augmentation de la population, les Perspectives prévoient une croissance de l'économie mondiale d'environ 2,5 % par an en moyenne, la production économique grimpeant d'environ 110 % d'ici 2050 par rapport à 2021. Avec la croissance économique et démographique, et l'amélioration du niveau de vie de milliards de personnes, les besoins en énergie devraient continuer à croître. Même si on réalisait d'importants gains en efficacité, la demande mondiale d'énergie devrait augmenter de près de 15 % entre 2021 et 2050. Cette augmentation de la demande viendrait surtout des pays en développement (c'est-à-dire les pays qui ne sont pas membres de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE)).

Alors que la prospérité grandissante entraîne une hausse de la demande mondiale d'énergie, l'utilisation croissante de technologies et de pratiques à haute efficacité énergétique et de produits à faibles émissions contribuera à la diminution substantielle de la consommation énergétique et des émissions de CO₂ par unité de production économique. Tous les aspects de l'économie mondiale devraient bénéficier de gains en efficacité

considérables d'ici à 2050, ce qui aura des répercussions sur les besoins en énergie de la production d'électricité, des transports, des applications industrielles et des secteurs de l'habitation et de l'activité commerciale.

Selon les Perspectives, il est prévu qu'entre 2021 et 2050, la demande mondiale d'électricité augmentera d'environ 80 %, les pays en développement représentant plus de 75 % de cette augmentation. Cadrant avec cette projection, la production d'électricité, dont la croissance sera la plus forte et la plus rapide, demeurera le principal segment de la demande mondiale en énergie primaire, soutenue par un large éventail de sources d'énergie. En 2050, la part de production d'électricité au charbon devrait diminuer sensiblement à environ 15 % de l'électricité mondiale, contre environ 35 % en 2021, du fait de l'adoption graduelle de politiques visant à en réduire l'impact environnemental relativement à la qualité de l'air, aux émissions des gaz à effet de serre et aux risques relatifs aux changements climatiques. De 2021 à 2050, la quantité d'électricité produite à partir du gaz naturel, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables devrait plus que doubler, représentant la totalité de la croissance de l'approvisionnement en électricité et compensant la réduction du charbon. L'électricité d'origine éolienne et solaire devrait augmenter de plus de 550 %, ce qui aidera les énergies renouvelables (y compris les autres sources d'énergie, p. ex. l'hydroélectricité) à représenter plus de 80 % de l'augmentation de l'approvisionnement en électricité d'ici 2050. Le total des énergies renouvelables devrait atteindre environ 50 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2050. Le nucléaire et le gaz naturel devraient représenter, respectivement, 20 % et 10 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2050. La fourniture d'électricité par type d'énergie reflétera d'importantes différences d'une région à l'autre, tenant compte d'un large éventail de facteurs, y compris le coût et la disponibilité de divers approvisionnements en énergie, et l'évolution des politiques.

De 2021 à 2050, l'énergie nécessaire au transport (automobiles, camions, navires, trains et avions) devrait augmenter de plus de 30 %. La demande en énergie dans le domaine du transport devrait représenter plus de 60 % de l'augmentation de la demande mondiale de carburants liquides au cours de cette période. La demande en carburants liquides pour les véhicules légers devrait atteindre un pic vers 2025, puis retomber à des niveaux observés au début des années 2000 d'ici à 2050, l'amélioration de l'économie de carburant et la croissance considérable des voitures électriques, menée par la Chine, l'Europe et les États-Unis, devant compenser la croissance du parc automobile mondial de près de 70 %. D'ici à 2050, les véhicules légers devraient représenter environ 15 % de la demande mondiale de carburants liquides. Durant cette même période, les carburants liquides, y compris les biocarburants, qui devraient être abondants et produire une grande quantité d'énergie pour un petit volume, la majorité des parcs de véhicules commerciaux du monde devraient continuer à en dépendre.

Près de la moitié de l'énergie utilisée dans le monde est consacrée à l'activité industrielle. La croissance continue de la classe moyenne mondiale entraînera une augmentation de la demande de produits durables, d'appareils électroménagers et de biens de consommation. L'industrie utilise les produits énergétiques à la fois comme combustibles et comme charges d'alimentation pour les produits chimiques, les lubrifiants, l'asphalte, les cires et autres produits spécialisés. Les Perspectives anticipent les progrès technologiques, ainsi que le passage croissant à des formes d'énergie plus propres comme l'électricité et le gaz naturel, favorisé par le déclin du charbon. La demande de pétrole continuera à se développer comme charge d'alimentation pour l'industrie.

À mesure que la population augmente et que la prospérité s'accroît, il faudra davantage d'énergie pour alimenter les maisons, les bureaux, les écoles, les centres commerciaux, les hôpitaux, etc. La demande énergétique combinée des secteurs résidentiel et commercial devrait augmenter d'environ 15 % jusqu'en 2050. On prévoit qu'entre 2021 et 2050, la croissance économique des pays en développement entraînera une augmentation d'environ 75 % de la consommation moyenne d'électricité des ménages dans le monde.

Les carburants liquides assurent actuellement la plus grande part de l'approvisionnement mondial en énergie, ce qui témoigne de leur disponibilité à grande échelle, de leur caractère abordable, de la facilité de leur transport et de leur aptitude à répondre à une grande variété de besoins. D'ici à 2050, la demande mondiale de

carburants liquides devrait atteindre environ 110 millions de barils d'équivalent pétrole par jour, soit environ 15 % de plus qu'en 2021. La demande mondiale de carburants liquides dans les pays n'appartenant pas à l'OCDE devrait atteindre près de 70 % d'ici à 2050, et la demande de carburants liquides dans les pays de l'OCDE devrait diminuer de plus de 20 %. Une grande partie de cette demande de carburants liquides est aujourd'hui satisfaite par la production de pétrole classique; ces approvisionnements, étant en bonne partie compensée par une hausse importante des activités de mise en valeur, resteront considérables. Parallèlement, diverses nouvelles sources d'approvisionnement, notamment le pétrole des réservoirs étanches, les gisements en eaux profondes, les sables pétrolifères, les liquides de gaz naturel et les biocarburants, devraient connaître un essor pour contribuer à satisfaire la demande croissante. Il demeure essentiel d'investir en temps opportun pour répondre aux besoins mondiaux par un approvisionnement fiable et abordable.

Le gaz naturel étant un combustible moins polluant, polyvalent et pratique aux applications multiples, il sera le combustible, parmi tous les types d'énergie primaire, qui devrait connaître la plus forte croissance entre 2021 et 2050, satisfaisant environ 40 % de la croissance de la demande énergétique mondiale. De 2021 à 2050, la demande mondiale de gaz naturel devrait augmenter de près de 25 %, plus de 75 % de cette augmentation devant provenir de la région Asie-Pacifique. Une croissance importante des sources d'approvisionnement en gaz non classique – le gaz naturel présent dans le schiste argileux et d'autres formations rocheuses étanches – contribuera à combler ces besoins. Au total, environ 50 % de la croissance des approvisionnements en gaz naturel devrait provenir de sources non classiques. Dans le même temps, il demeure prévu que le gaz naturel de sources classiques conserve le devant de la scène, assurant environ les deux tiers de la demande mondiale en 2050. Le commerce du gaz naturel liquéfié (GNL) prendra de plus en plus d'ampleur, satisfaisant environ deux tiers de la croissance de la demande mondiale, la majeure partie de cette offre devrait contribuer à satisfaire la demande croissante en région Asie-Pacifique.

Le bouquet énergétique mondial est très varié et le restera jusqu'en 2050. Le pétrole devrait rester la principale source d'énergie, avec une part de près de 30 % en 2050. Le charbon et le gaz naturel sont les deux autres sources d'énergie les plus importantes aujourd'hui, la part du gaz naturel devrait atteindre plus de 25 % d'ici à 2050, tandis que celle du charbon baisserait d'à peu près la moitié de celle du gaz naturel. L'énergie nucléaire devrait connaître une croissance. En effet, de nombreux pays ont décidé d'accroître leur capacité nucléaire pour faire face à des besoins croissants en électricité, mais aussi pour répondre aux préoccupations de sécurité énergétique et de protection de l'environnement. Globalement, les énergies renouvelables devraient dépasser 20 % du total mondial d'ici à 2050, avec d'autres énergies renouvelables (p. ex. biomassique, hydraulique et géothermique) comptant pour plus de 10 %. De 2021 à 2050, l'énergie totale provenant du vent et du soleil devrait bondir de plus de 500 % et devrait approcher 10 % environ du bouquet énergétique mondial.

La décarbonisation des activités industrielles nécessitera un assortiment de technologies à faible teneur en carbone, naissantes ou futures, ainsi que des politiques de soutien. Les carburants à faibles émissions, les carburants à base d'hydrogène et le captage et le stockage de carbone sont trois solutions à faible teneur en carbone nécessaires pour favoriser un avenir à faibles émissions de carbone en plus de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire. Parallèlement à l'électrification, les carburants à faibles émissions devraient jouer un rôle important dans la décarbonisation du secteur des transports, notamment dans les domaines difficiles à décarboniser, comme l'aviation. L'hydrogène à faible teneur en carbone sera un élément clé pour remplacer le combustible traditionnel des fours afin de décarboniser le secteur industriel. L'hydrogène et les carburants à base d'hydrogène, comme l'ammoniac, devraient également faire une percée dans le transport commercial à mesure que la technologie s'améliore pour réduire son coût et que la politique se développe pour soutenir le développement des infrastructures nécessaires. Le captage et le stockage du carbone, seuls ou en combinaison avec la production d'hydrogène, font partie des quelques technologies éprouvées qui pourraient permettre de réduire les émissions de CO₂ des secteurs à fortes émissions et difficiles à décarboniser, tels que la production d'électricité et les industries lourdes, notamment l'industrie manufacturière, le raffinage et la pétrochimie.

Pour répondre à la demande prévue par les Perspectives et le scénario STEPS de l'AIE, la compagnie prévoit que les ressources mondiales en pétrole et en gaz augmenteront non seulement en raison de découvertes,

mais aussi de la hausse des gisements déjà découverts. Cette hausse sera rendue possible grâce aux avancées technologiques. Les investissements pour développer et fournir les ressources nécessaires pour combler la demande mondiale jusqu'en 2050 seront importants et nécessaires pour répondre même à la demande en déclin rapide de pétrole et de gaz envisagé dans les scénarios de décarbonisation ambitieux.

Les accords internationaux et les réglementations régionales et nationales visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre continuent d'évoluer à un rythme tout aussi incertain que les résultats qui en ressortent, d'où la difficulté de prédire leur impact commercial. L'estimation par la compagnie des coûts potentiels relativement aux émissions de gaz à effet de serre cadre avec les règlements provinciaux et fédéraux applicables. Par ailleurs, la compagnie utilise comme base les Perspectives, lesquelles tiennent compte des politiques établies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'énergie, pour estimer l'offre et la demande d'énergie provenant de diverses sources et utilisations énergétiques. L'accord sur le climat conclu lors de la Conférence des Parties (COP-21) de 2015, à Paris, a fixé de nombreux nouveaux objectifs, et plusieurs politiques connexes continuent d'être élaborées. Les Perspectives illustrent un milieu où les politiques climatiques sont de plus en plus strictes et cadrent avec l'accomplissement du regroupement mondial des contributions déterminées au niveau national (CDN), soumises par les nations signataires de l'Accord de Paris disponible à la fin de 2022. Les Perspectives tablent sur la réussite de ces CDN, bien que le Rapport 2022 sur l'écart entre les besoins et les perspectives en matière de réduction des émissions du Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) prévoit que les membres du G20 ne parviendront pas à atteindre leurs CDN. Les Perspectives cherchent à recenser les répercussions potentielles des politiques climatiques gouvernementales qui ciblent souvent des secteurs particuliers. Aux fins des Perspectives, un coût estimatif des émissions de CO₂ liées à l'énergie est supposé, sur la base de facteurs régionaux et de niveaux relatifs de développement économique, et atteint d'ici 2050 jusqu'à 150 dollars US par tonne métrique pour les pays de l'OCDE et jusqu'à 100 dollars US par tonne métrique pour les pays non membres de l'OCDE. La Chine et d'autres grands pays non membres de l'OCDE devraient suivre les initiatives politiques de l'OCDE. Néanmoins, tandis que les populations et pays cherchent des façons de réduire les risques de changements climatiques à l'échelle mondiale, ils continueront d'avoir besoin de solutions concrètes qui ne compromettent pas l'accessibilité ou la fiabilité de l'énergie qui leur est nécessaire. La compagnie continue de surveiller les nouvelles au sujet des CDN que les pays ont fournies à l'occasion de la COP-28 qui a eu lieu à Dubaï en 2023, ainsi que l'évolution des politiques dans la foulée de l'annonce de plans de neutralité carbone par certains États, dont le Canada.

Les informations présentées dans les Perspectives comprennent des estimations et des projections internes d'ExxonMobil, basées sur des données internes et des analyses, ainsi que des informations publiques provenant de sources externes, y compris l'Agence internationale de l'énergie.

Progrès dans la réduction des émissions

Les solutions concrètes aux défis mondiaux en matière d'énergie et de changement climatique tiendront compte de la concurrence sur le marché, ainsi que des approches stratégiques bien informées, bien conçues et transparentes qui soupèsent soigneusement les coûts et les avantages. De telles politiques sont susceptibles d'aider à gérer les risques des changements climatiques tout en permettant aux sociétés de poursuivre d'autres objectifs prioritaires dans le monde, notamment un air pur et une eau saine, un accès universel à une énergie fiable et abordable, et au progrès économique. La compagnie encourage l'adoption de solutions politiques judicieuses permettant de réduire les risques relatifs au changement climatique pour l'ensemble de l'économie au plus bas coût social possible. Nous devons exploiter toutes les sources d'énergie concrètes et rentables, classiques et non classiques, afin de continuer à satisfaire la demande énergétique mondiale, en tenant compte du volume et de la variété des besoins énergétiques mondiaux ainsi que de l'importance d'accroître l'accès à l'énergie moderne pour permettre à des milliards de personnes d'avoir un meilleur niveau de vie.

En 2021, la compagnie et ses homologues du secteur ont lancé L'Alliance nouvelles voies vers la carboneutralité. Le but de cette alliance unique, en collaboration avec le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta, est de réduire les émissions liées aux sables bitumineux pour aider le Canada à atteindre ses objectifs de carboneutralité à l'horizon 2050.

Dans le cadre des efforts déployés par la compagnie pour offrir des solutions qui réduisent l'intensité des émissions de gaz à effet de serre liées à ses activités et fournir aux clients des produits à faibles émissions sur le cycle de vie, la compagnie a annoncé un objectif à l'échelle de la compagnie visant à atteindre la carboneutralité (portées 1 et 2) d'ici 2050 dans ses actifs exploités, en collaboration avec des partenaires du gouvernement et de l'industrie. Un développement technologique réussi et des cadres fiscaux et réglementaires favorables seront nécessaires pour atteindre cet objectif. Ces travaux s'appuient sur l'objectif de carboneutralité de la compagnie pour les sables bitumineux exploités, annoncé précédemment dans le cadre de l'initiative Alliance nouvelles voies, ainsi que sur l'objectif de réduction de 30 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2016 de l'intensité des émissions de la compagnie à ses installations d'extraction de sables bitumineux. La compagnie prévoit atteindre son objectif de zéro émission en appliquant des technologies de récupération des sables bitumineux qui utilisent moins de vapeur, en utilisant le captage et le stockage du carbone et en mettant en œuvre des projets d'efficacité, notamment l'utilisation de carburants à faible teneur en carbone dans ses activités d'exploitation.

Contexte commercial récent

Avant la pandémie de COVID-19, de nombreuses entreprises du secteur ont investi en deçà des niveaux nécessaires pour maintenir ou augmenter la capacité de production afin de répondre à la demande anticipée. Pendant la pandémie de la COVID-19, cette baisse des investissements s'est accélérée en raison de l'effondrement des revenus de l'industrie, ce qui a entraîné un sous-investissement et une réduction de l'offre alors que la demande en produits pétroliers et pétrochimiques se rétablissait. Ces réductions, combinées aux contraintes liées aux chaînes d'approvisionnement et à une reprise soutenue de la demande, se sont traduites en 2022 par une augmentation constante des prix du pétrole et du gaz naturel ainsi que des marges de raffinage.

Après avoir atteint des sommets en 2022, les marchés de l'énergie ont commencé à se normaliser en 2023. Au cours du premier semestre 2023, le prix du pétrole brut a baissé en raison de l'augmentation des stocks. Au second semestre, les prix du pétrole brut ont légèrement augmenté en raison de la forte demande et des mesures prises par les producteurs de pétrole de l'OPEP+ pour limiter l'offre. En outre, le différentiel WTI/WCS canadien a commencé à faiblir au quatrième trimestre, mais est resté au même niveau qu'en 2022 sur une base annuelle. Tout au long de l'année 2023, la forte demande d'essence et de distillats, combinée à des stocks peu élevés, a permis de maintenir les marges de raffinage à un niveau élevé, mais inférieur à celui de 2022 sur une base annuelle. Au quatrième trimestre, les marges de raffinage ont baissé en raison de l'augmentation des stocks et de la baisse de la demande saisonnière.

Le taux général d'inflation au Canada et dans de nombreux autres grands pays a culminé en 2022, augmentant à partir de niveaux déjà élevés en 2021, en raison d'impacts supplémentaires sur l'énergie et d'autres produits de base dus au conflit entre la Russie et l'Ukraine. L'inflation a reculé en 2023, sous l'effet conjugué du resserrement des politiques monétaires par les banques centrales et du ralentissement de la croissance du PIB mondial. Au Canada, l'inflation est actuellement supérieure à l'objectif de la Banque du Canada. Par ailleurs, le rythme de l'évolution de l'inflation varie considérablement entre les pays membres et non membres de l'OCDE. La compagnie suit de près les tendances du marché et s'efforce d'atténuer les effets des coûts d'exploitation et d'investissement dans tous les environnements de prix.

Résultats commerciaux

Chiffres consolidés

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Bénéfice (perte) net (PCGR des États-Unis)	4 889	7 340	2 479
Éléments identifiés ¹ compris dans le bénéfice (perte) net			
Gain/(perte) sur la vente d'actifs	—	208	—
Sous-total des éléments identifiés ¹	—	208	—
Bénéfice (perte) net, hors les éléments identifiés ¹	4 889	7 132	2 479

2023

Le bénéfice net en 2023 s'est élevé à 4 889 millions de dollars ou 8,49 dollars par action sur une base diluée, comparativement à 7 340 millions de dollars ou 11,44 dollars par action en 2022.

2022

Le bénéfice net en 2022 était de 7 340 millions de dollars ou 11,44 dollars par action sur une base diluée, en hausse par rapport aux 2 479 millions de dollars ou 3,48 dollars par action en 2021. Les résultats tiennent compte d'éléments¹ identifiés favorables de l'ordre de 208 millions de dollars, après impôts, liés aux gains réalisés par la compagnie sur la vente de sa participation dans XTO Energy Canada.

¹ mesures financières non conformes aux PCGR – voir la section « Terminologie » pour la définition et le rapprochement

Secteur Amont

Aperçu

La compagnie produit du pétrole brut et du gaz naturel destinés principalement au marché nord-américain. Les stratégies commerciales de la compagnie pour le secteur Amont guident les activités d'exploration, de mise en valeur, de production, de recherche et de commercialisation du gaz. Ces stratégies consistent notamment à améliorer la fiabilité des actifs, à développer et appliquer des technologies à fortes retombées, maximiser la valeur en saisissant de nouvelles occasions commerciales et gérer le portefeuille actuel, et à apporter des améliorations durables quant à l'efficacité et l'efficacités organisationnelles. Elles reposent sur la quête incessante de l'intégrité opérationnelle, de l'utilisation de techniques innovatrices, d'une méthode rigoureuse en matière de gestion des coûts et d'investissement, du perfectionnement des employés et de l'investissement dans les communautés où la compagnie est implantée.

La compagnie peut compter sur une base significative de ressources pétrolières et gazières, ainsi que sur un vaste éventail de projets potentiels. Actuellement, la compagnie investit afin d'obtenir une valeur ajoutée et d'assurer la croissance de certains volumes, tout en mettant l'accent sur l'optimisation des actifs existants, la réduction des coûts et l'amélioration de la productivité afin de générer d'excellents rendements dans un large éventail de prix. La compagnie évalue aussi continuellement diverses possibilités susceptibles d'alimenter sa croissance à long terme. Bien que les volumes réels puissent varier au fil des années, elle se concentre sur les occasions de croissance à valeur ajoutée et à long terme en tenant compte des facteurs décrits à la « Rubrique 1A. Facteurs de risque ». La compagnie évalue continuellement les possibilités, notamment les expéditions du pétrole brut par chemin de fer et le rythme de développement de son projet de sables bitumineux in situ d'Aspen, si les conditions économiques les justifient.

Les prix de la majeure partie du pétrole brut de la compagnie sont établis en fonction des marchés pétroliers du Western Canada Select (WCS) et du West Texas Intermediate (WTI). De plus, le prix du marché pour le WCS est habituellement plus bas que celui du pétrole brut léger ou moyen est les écarts de prix entre le WCS et le WTI peuvent fluctuer.

La compagnie croit qu'à long terme, les prix dépendront de l'offre et de la demande, la demande étant en grande partie fonction de l'activité économique générale, des sources d'énergie de rechange, des niveaux de prospérité, des progrès technologiques, des préférences des consommateurs et des politiques gouvernementales. Sur le plan de l'offre, le contexte politique, les contraintes logistiques, les actions de l'OPEP, les gouvernements, les solutions énergétiques de rechange et d'autres facteurs peuvent influencer considérablement sur les prix. Pour gérer les risques liés aux prix, la compagnie teste la résilience de ses plans annuels et de tous les investissements majeurs selon différents scénarios de prix.

Événements clés

Les actifs du secteur Amont ont affiché de solides résultats d'exploitation en 2023. La compagnie a continué de tirer profit des mesures prises les années précédentes pour gérer sa structure de coûts et accroître la fiabilité de ses actifs, mesures qui ont permis au secteur Amont d'augmenter sa valeur.

La production du secteur Amont pour l'année s'est élevée en moyenne à 413 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour.

À Kearl, la production brute s'est établie à environ 270 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 191 000 barils), en hausse de 28 000 barils par jour (la part de L'Impériale se chiffrant à 19 000 barils) par rapport à 2022, en raison de l'amélioration de la fiabilité, de l'augmentation de la capacité de l'usine et de la productivité de l'équipement minier.

À Cold Lake, la production annuelle s'est établie en moyenne à 135 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour.

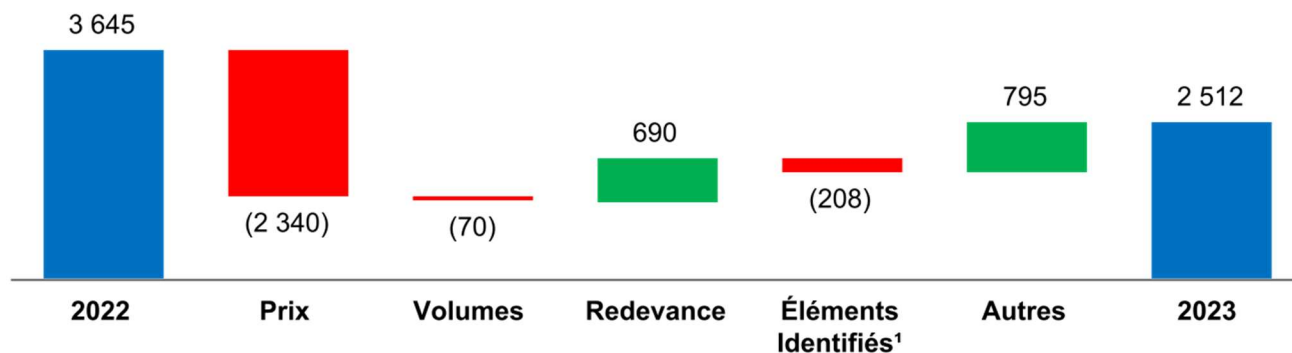
À Syncrude, la production annuelle s'est établie en moyenne à 76 000 barils d'équivalent pétrole brut par jour.

Comme décrit plus en détail sous la « Rubrique 1A. Facteurs de risque », les risques environnementaux et les règlements liés au climat pourraient avoir des effets négatifs sur les activités du secteur Amont.

Résultats d'exploitation

Analyse du facteur bénéfique (perte) net pour 2023

en millions de dollars canadiens



Prix : La baisse des prix obtenus pour le bitume est principalement due à la baisse des prix du marché. Les prix moyens obtenus pour le bitume ont diminué de 17,25 \$ le baril, une baisse coïncidant généralement avec celle du WCS, et les prix touchés sur les ventes de pétrole brut synthétique ont chuté de 19,89 \$ le baril, une baisse coïncidant généralement avec celle du WTI.

Volumes : La baisse des volumes est principalement attribuable au calendrier du cycle de vapeur à Cold Lake et à l'absence de production de XTO Energy Canada, partiellement compensée par l'amélioration de la fiabilité, et par l'augmentation de la capacité de l'usine et de la productivité de l'équipement minier au site de Kearl.

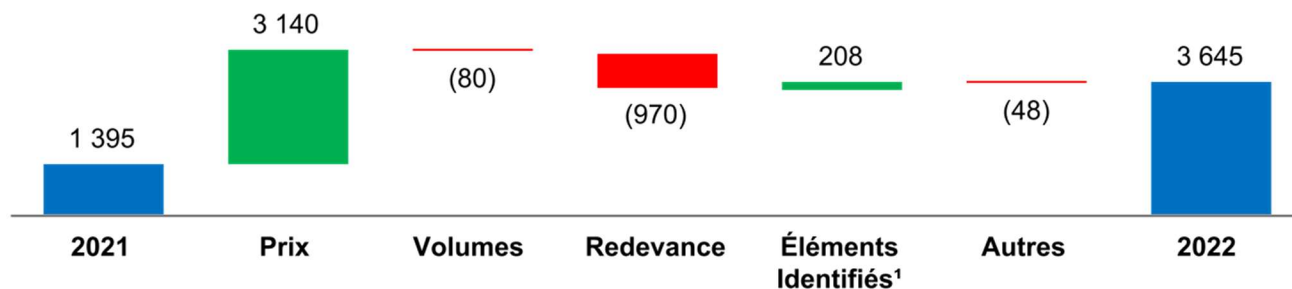
Redevances : La baisse des redevances était principalement attribuable au fléchissement des prix des matières premières.

Éléments identifiés¹ : Les résultats de l'année précédente comprennent les éléments favorables identifiés¹ liés au gain de la société sur la vente des intérêts dans XTO Energy Canada.

Autres : Comprend des effets de change favorables d'environ 380 millions de dollars et des frais d'exploitation plus faibles d'environ 380 millions de dollars, attribuables essentiellement à la baisse des prix de l'énergie.

Analyse du facteur bénéfique (perte) net pour 2022

en millions de dollars canadiens



Prix : La hausse des prix de vente concordait généralement avec la hausse des prix de référence, cela étant principalement attribuable à l'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 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 mesures financières non conformes aux PCGR – voir la section « Terminologie » pour la définition et le rapprochement.

Prix indicatifs et prix de vente moyens

En dollars canadiens, sauf indication contraire	2023	2022	2021
West Texas Intermediate (en dollars américains le baril)	77,60	94,36	68,05
Western Canada Select (en dollars américains le baril)	58,97	76,28	54,96
Différentiel WTI/WCS (en dollars américains le baril)	18,63	18,08	13,09
Bitume (le baril)	67,42	84,67	57,91
Pétrole brut synthétique (le baril)	105,57	125,46	81,61
Pétrole brut classique (le baril)	59,30	97,45	59,84
Liquides de gaz naturel (le baril)	—	64,92	35,87
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	2,58	5,69	3,83
Taux de change moyen (en dollars américains)	0,74	0,77	0,80

Pétrole brut et liquides de gaz naturel (LGN) – Production et ventes (a)

en milliers de barils par jour	2023		2022		2021	
	brut	net	brut	net	brut	net
Bitume	326	283	316	263	326	292
Pétrole brut synthétique (b)	76	67	77	63	71	62
Pétrole brut classique	5	5	8	8	10	9
Total de la production de pétrole brut	407	355	401	334	407	363
LGN mis en vente	—	—	1	1	1	1
Total de la production de pétrole brut et de LGN	407	355	402	335	408	364
Ventes de bitume, diluant compris (c)	442		424		451	
Ventes de LGN (d)	—		1		—	

Gaz naturel – Production et production disponible à la vente (a)

en millions de pieds cubes par jour	2023		2022		2021	
	brut	net	brut	net	brut	net
Production (e) (f)	33	32	85	83	120	115
Production mise en vente (g)		11		50		81

- (a) Le volume par jour correspond au volume pour la période, divisé par le nombre de jours civils dans cette période. La production brute correspond à la quote-part de la compagnie (à l'exclusion des achats) avant déduction de la part des propriétaires miniers ou des gouvernements ou des deux.
- (b) Les volumes de production de pétrole synthétique de la compagnie correspondaient à la quote-part du volume de production de la coentreprise Syncrude. Ils comprennent des quantités négligeables de bitume et d'autres produits exportés vers les installations de l'exploitant à l'aide d'un pipeline d'interconnexion existant.
- (c) Le diluant est un condensat de gaz naturel ou un autre hydrocarbure léger ajouté au bitume brut pour en faciliter le transport par pipeline et par train en vue de sa commercialisation.
- (d) Ventes de LGN de 2021 arrondies à zéro.
- (e) La production de gaz naturel comprend les quantités consommées en interne, hormis les quantités réinjectées.
- (f) La production nette est égale à la production brute moins la quote-part des propriétaires miniers ou des gouvernements ou des deux. La production nette indiquée dans le tableau ci-dessus correspond aux quantités de production indiquées dans les réserves prouvées nettes.
- (g) Comprend les ventes de la quote-part de la compagnie dans la production nette et exclut les quantités consommées en interne.

2023

La hausse de production de bitume est principalement attribuable au site de Kearl, ainsi qu'à l'amélioration de la fiabilité, de l'augmentation de la capacité de l'usine et de la productivité de l'équipement minier.

2022

La baisse de production de bitume était essentiellement attribuable au site de Kearl ainsi qu'à un temps d'arrêt au cours du premier semestre de l'année.

Secteur Aval

Aperçu

Le secteur Aval de la compagnie sert principalement le marché canadien et mène des activités de raffinage, de négociation, de logistique et de commercialisation. La compagnie se situe dans une position concurrentielle sous l'effet des stratégies commerciales du secteur Aval de la compagnie, quelle que soit la conjoncture commerciale. Elles visent notamment à maintenir un rendement, parmi les meilleures de l'industrie, relativement à la fiabilité, à la sécurité et à l'intégrité opérationnelle, ainsi qu'à maximiser la valeur des technologies avancées, à tirer parti de l'intégration dans toutes les activités de la compagnie, à investir avec discernement en vue d'obtenir un rendement solide et avantageux, à assurer une exploitation efficace et efficiente et à fournir des produits et services de qualité, à valeur ajoutée et différenciés aux clients.

Au Canada, la compagnie possède et exploite trois raffineries dont la capacité de traitement combinée est de 433 000 barils par jour. Les marges de raffinage sont largement déterminées par les écarts de prix entre les produits de base et dépendent de la différence entre le prix qu'une raffinerie paie sa matière première (principalement le pétrole brut) et les prix auxquels elle vend les produits qu'elle fabrique (principalement l'essence, le mazout lourd, le diesel, le carburéacteur, le mazout léger et l'asphalte). Le pétrole brut et bon nombre de produits sont vendus à grande échelle à des prix publiés sur le marché international, notamment sur la Bourse de New York (New York Mercantile Exchange). Les prix de ces produits de base sont déterminés par les marchés régionaux et mondiaux. Ils subissent l'effet de nombreux facteurs comme le jeu de l'offre et de la demande mondiale et régionale, le niveau des stocks, les activités de raffinage, l'équilibre entre importations et exportations, les variations des taux de change, les fluctuations saisonnières et du contexte météorologique et politique. Bien que les marges de raffinage de l'industrie aient une forte incidence sur les bénéfices, les solides résultats opérationnels, l'optimisation de la gamme de produits et le contrôle rigoureux des coûts sont également essentiels à la bonne performance financière de la compagnie. L'intégration complète de la chaîne de valeur de la compagnie, du raffinage à la commercialisation, accroît la valeur globale du secteur des carburants.

Événements clés

Les marges de raffinage sont restées élevées en 2023, en raison de la forte demande d'essence et de distillat, conjuguée à la faiblesse des stocks, mais inférieures au niveau de 2022 sur une base annuelle. La compagnie continue de surveiller de près les conditions économiques sectorielles et mondiales.

En janvier 2023, la compagnie a entièrement financé le projet de diesel renouvelable de la raffinerie de Strathcona. Cette installation, la plus grande de ce type au Canada, utilisera de l'hydrogène à faible teneur en carbone, des charges d'alimentation locales, ainsi que le catalyseur exclusif de la compagnie pour produire plus d'un milliard de litres de diesel renouvelable par an. Elle pourrait également contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les travaux de construction de l'installation ont débuté au cours de l'année. Le projet se déroule selon le calendrier prévu et la production de diesel renouvelable devrait commencer en 2025.

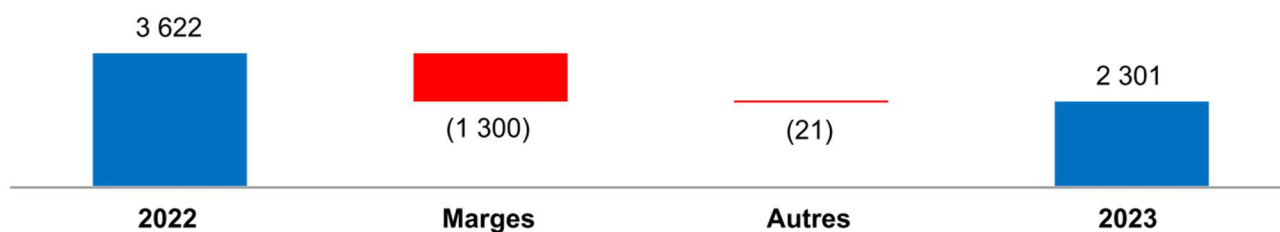
Comme décrit plus en détail sous la « Rubrique 1A. Facteurs de risque », la politique proposée sur le carbone et d'autres contraintes réglementaires sur le changement climatique, ainsi que la continuité des mandats sur les biocarburants pourraient avoir une incidence négative sur le secteur Aval.

La compagnie fournit des produits pétroliers par l'intermédiaire de stations-service de marque Esso et Mobil et de distributeurs indépendants. À la fin de 2023, la compagnie comptait plus de 2 500 stations qui fonctionnaient sous un modèle d'exploitation de distributeurs de marque conforme aux normes de la marque Esso et Mobil, par lequel la compagnie fournit du carburant à des tiers indépendants.

Résultats d'exploitation

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2023

en millions de dollars canadiens



Marges : La baisse des marges reflète principalement la faiblesse des conditions du marché.

Autres : Effets plus élevés des activités d'entretien d'environ 340 millions de dollars, associés aux activités d'entretien planifiées aux raffineries de Strathcona et Sarnia, partiellement compensés par des effets de change favorables d'environ 210 millions de dollars, des volumes accrus d'environ 50 millions de dollars, et des frais d'exploitation plus faibles d'environ 50 millions de dollars, attribuables essentiellement à la baisse des prix de l'énergie.

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2022

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, et 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.

Utilisation de la capacité de raffinage

en milliers de barils par jour (a)

	2023	2022	2021
Production totale des raffineries (b)	407	418	379
Capacité prévue au 31 décembre (c)	433	433	428
Utilisation de la capacité totale de raffinage (en pourcentage)	94	98	89

(a) Le volume par jour correspond au volume pour la période, divisé par le nombre de jours civils dans cette période.

(b) Le débit des raffineries est le volume de pétrole brut et de charges d'alimentation traité dans les unités de distillation atmosphérique.

(c) Les données relatives à la capacité de raffinage sont basées sur 100 % des capacités journalières nominales des unités de traitement des raffineries pour traiter les intrants des unités de distillation atmosphérique dans des conditions de fonctionnement normales, moins l'impact des arrêts nécessaires pour des activités régulières de réparation et d'entretien, en moyenne sur une période prolongée.

2023

La baisse du débit des raffineries en 2023 reflète l'impact des activités d'entretien planifiées aux raffineries de Strathcona et Sarnia.

2022

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

Ventes de produits pétroliers

en milliers de barils par jour (a)

	2023	2022	2021
Essence	228	229	224
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	176	176	160
Huiles lubrifiantes et autres produits	43	47	45
Mazout lourd	24	23	27
Ventes nettes de produits pétroliers	471	475	456

(a) Le volume par jour correspond au volume pour la période, divisé par le nombre de jours civils dans cette période.

2023

La baisse des ventes de produits pétroliers en 2023 est principalement attribuable à une baisse du volume des clients de gros.

2022

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

Produits chimiques

Aperçu

L'Amérique du Nord a continué à bénéficier de l'offre abondante de gaz naturel et de liquides de gaz naturel, assurant une source d'énergie et une charge d'alimentation peu coûteuses aux vapocraqueurs.

Événements clés

En 2023, les marges ont été affectées négativement par l'augmentation de l'offre de polyéthylène. Les volumes de vente ont diminué principalement en raison d'activités d'entretien.

La compagnie conserve un avantage concurrentiel grâce au maintien d'une rigueur dans l'excellence opérationnelle, à la qualité constante de ses produits, à sa discipline en matière d'investissements et de coûts ainsi qu'à l'intégration de son usine chimique de Sarnia à la raffinerie. La compagnie tire parti également de sa relation avec les activités chimiques d'ExxonMobil en Amérique du Nord, ce qui lui permet de demeurer un chef de file sur ses principaux segments de marché.

Résultats d'exploitation

Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2023

en millions de dollars canadiens



Analyse du facteur bénéfice (perte) net pour 2022

en millions de dollars canadiens



Marges : La baisse des marges reflète essentiellement les marges plus faibles de l'industrie du polyéthylène.

Ventes

en milliers de tonnes

	2023	2022	2021
Ventes totales de produits pétrochimiques	820	842	831

Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars canadiens

	2023	2022	2021
Bénéfice (perte) net	(88)	(131)	(172)

Situation de trésorerie et sources de financement

Sources et affectation des flux de trésorerie

La compagnie émet périodiquement de la dette à long terme et maintient un programme de papier commercial. Les fonds autogénérés couvrent néanmoins la majeure partie de ses besoins financiers. Conformément aux directives concernant la qualité des contreparties et des placements, les fonds pouvant être temporairement au-delà des besoins immédiats de la compagnie sont gérés avec soin pour s'assurer qu'ils sont en sûreté et qu'ils peuvent être facilement accessibles de manière à répondre aux besoins en trésorerie de la compagnie et à optimiser le rendement.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dépendent pour beaucoup des prix du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que des marges sur le pétrole et les produits chimiques. En outre, la compagnie doit sans cesse trouver et mettre en valeur de nouveaux gisements pour soutenir les flux de trésorerie des exercices futurs, et continuer de mettre au point et d'appliquer de nouvelles techniques aux gisements existants afin de maintenir ou d'augmenter la production.

Grâce à sa santé financière, la compagnie peut engager d'importantes dépenses en immobilisations à long terme. Le vaste éventail des possibilités de mise en valeur dont dispose la compagnie et la nature complémentaire de ses secteurs d'activité contribuent à atténuer l'ensemble des risques auxquels la compagnie et ses flux de trésorerie sont exposés. De plus, du fait de sa stabilité financière, de sa capacité d'emprunt et des diverses possibilités qu'elle peut exploiter, le risque lié au retard d'un projet quelconque n'aurait pas une incidence importante sur la liquidité de la compagnie ni sur sa capacité de générer des flux de trésorerie suffisants pour ses activités d'exploitation et ses engagements fixes.

Le financement des régimes de retraite agréés se conforme aux règlements fédéraux et provinciaux en matière de retraite. La compagnie cotise à ces régimes suivant les besoins établis par une évaluation actuarielle indépendante réalisée au minimum tous les trois ans en fonction de l'état du financement. La plus récente estimation des régimes de retraite agréés de la compagnie a été réalisée le 31 décembre 2022. La compagnie a contribué à hauteur de 148 millions de dollars aux régimes de retraite agréés en 2023. Les exigences de financement futures ne devraient pas avoir d'incidence sur les plans d'investissement existants de la compagnie ni sur sa capacité à saisir de nouvelles possibilités d'investissement.

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	3 734	10 482	5 476
Activités d'investissement	(1 694)	(618)	(1 012)
Activités de financement	(4 925)	(8 268)	(3 082)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	(2 885)	1 596	1 382
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	864	3 749	2 153

Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation

2023

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent principalement les effets défavorables du fonds de roulement, y compris une charge d'impôt « de rattrapage » de 2,1 milliards de dollars ainsi que la baisse des prix obtenus dans le secteur Amont et les marges du secteur Aval.

2022

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.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

2023

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement reflètent principalement l'absence de produit de la vente des intérêts dans XTO Energy Canada et la hausse des ajouts aux immobilisations corporelles.

2022

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

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

2023

À la fin de 2023, le total de la dette s'élevait à 4 132 millions de dollars contre 4 155 millions de dollars à la fin de 2022.

Au quatrième trimestre de 2023, la compagnie a repoussé la date d'échéance de ses deux marges de crédit existantes de 250 millions de dollars aux mois de novembre 2024 et novembre 2025, respectivement.

La compagnie n'a utilisé aucune de ses marges de crédit disponibles restantes de 500 millions de dollars.

2022

À la fin de 2022, le total de la dette s'élevait à 4 155 millions de dollars contre 5 176 millions de dollars à la fin de 2021.

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

Au cours du deuxième trimestre 2022, la compagnie a réduit sa marge de crédit ferme à long terme existante de 500 millions de dollars à 250 millions de dollars, en plus de repousser sa date d'échéance au 30 juin 2023. Par la suite, au quatrième trimestre 2022, cette marge de crédit ferme à long terme a été annulée en totalité. La compagnie a également repoussé l'échéance de l'une de ses marges de crédit fermes à long terme de 250 millions de dollars au 30 juin 2024.

En novembre 2022, la compagnie a repoussé la date d'échéance de son autre marge de crédit à court terme existante de 250 millions de dollars au mois de novembre 2023.

La compagnie n'a utilisé aucune de ses marges de crédit disponibles restantes de 500 millions de dollars.

Rachats d'actions

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	2023	2022	2021
Rachats d'actions (a)	3 800	6 395	2 245
Nombre d'actions achetées (en millions) (a)	48,3	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 de la compagnie. Des offres publiques de rachat importantes ont été lancées et ont été en vigueur du 6 mai au 10 juin 2022, du 4 novembre au 9 décembre 2022 et du 3 novembre au 8 décembre 2023. 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.

2023

Le 27 juin 2023, 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 d'achat d'actions existant. Le programme a permis à la société d'acheter jusqu'à un maximum de 29 207 635 actions ordinaires au cours de la période allant du 29 juin 2023 au 28 juin 2024. Le programme a pris fin le 19 octobre 2023, la société ayant acheté le nombre maximum d'actions autorisé dans le cadre du programme.

Le 3 novembre 2023, 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 13 décembre 2023, la compagnie a souscrit et acheté 19 108 280 actions ordinaires à un prix de 78,50 \$ 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 30 octobre 2023. Cela comprend les 13 299 349 actions rachetées à Exxon Mobil Corporation par dépôt proportionnel afin qu'elle puisse maintenir son pourcentage de participation à environ 69,6 %.

2022

Le 27 juin 2022, la compagnie a annoncé qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto l'autorisation de lancer une nouvelle offre publique de rachat. Le programme a permis à la compagnie de racheter jusqu'à un maximum de 31 833 809 actions ordinaires entre le 29 juin 2022 et le 28 juin 2023. Le programme a été achevé le 21 octobre 2022 après que la compagnie ait racheté le nombre maximum autorisé d'actions selon le 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 %.

Dividendes

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	2023	2022	2021
Dividendes versés	1 103	851	706
Dividende par action versé (en dollars)	1,88	1,29	0,98

Solidité financière

Le tableau ci-dessous présente le rapport dettes consolidées/capitaux propres de la compagnie. Les données démontrent la solvabilité de la société :

en pourcentage	2023	2022	2021
Au 31 décembre			
Rapport dettes/capitaux (a)	16	16	19

(a) La dette, définie comme la somme des lignes « Billets et emprunts » et « Dette à long terme » dans le bilan consolidé, divisée par le capital, défini comme la somme de la dette et du « Total des capitaux propres » dans le bilan consolidé.

En 2023, les intérêts sur la dette, avant capitalisation des intérêts, s'élevaient à 203 millions de dollars, en hausse par rapport à 111 millions de dollars en 2022. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur la dette de la compagnie s'est établi à 4,9 % en 2023, en hausse par rapport à 2,2 % en 2022.

La santé financière de la compagnie constitue un avantage concurrentiel d'une importance stratégique permettant à la compagnie d'avoir facilement accès au marché des capitaux dans diverses conditions du marché et de prendre d'importants engagements à long terme dans le but de maximiser la valeur pour les actionnaires.

Obligations contractuelles

La compagnie a des obligations contractuelles comportant des engagements envers des tiers qui ont une incidence sur ses besoins en liquidités et en sources de financement. Ces obligations contractuelles sont principalement liées à des contrats de location, à des créances, à la mise hors service d'immobilisations, aux prestations de retraite et à d'autres avantages postérieurs au départ à la retraite et comprennent également d'autres obligations à long terme ainsi que des engagements fermes. D'autres renseignements à ce sujet figurent aux notes 4, 5, 13 et 14 aux états financiers consolidés.

Les autres contrats d'achat à long terme sont des engagements non résiliables, ou résiliables uniquement en vertu de certaines conditions, ainsi que des engagements à long terme qui ne sont pas des obligations d'achat inconditionnel. Il s'agit principalement de contrats portant sur les services de transport, l'approvisionnement en matières premières et les avantages pour la collectivité. À la fin de 2023, l'obligation totale était de 11,8 milliards de dollars, dont 728 millions de dollars sont dus en 2024 et 1 131 millions de dollars en 2025.

Litiges et autres provisions

Comme il est dit dans la note 9 aux états financiers consolidés, différentes poursuites ont été intentées contre L'Impériale et ses filiales. Compte tenu des faits et circonstances pertinents, la compagnie ne croit pas que l'issue définitive d'une quelconque poursuite en cours à son encontre aura une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière ou ses états financiers dans leur ensemble.

Par ailleurs, comme indiqué en note 9, L'Impériale avait un passif éventuel au 31 décembre 2023 relativement à des garanties liées à la performance en vertu de contrats. Prises dans leur ensemble, ces garanties n'exercent pas d'effet substantiel sur les opérations, la situation financière ou les états financiers de la compagnie.

Il n'existe pas d'événements ni d'incertitudes autres que ceux déjà déclarés dans les états financiers qui laissent supposer des changements dans les résultats d'exploitation futurs ou la situation financière.

Dépenses en immobilisations et frais d'exploration

Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration représentent le total combiné des acquisitions au coût des immobilisations corporelles, des ajouts aux contrats de location-acquisition, des investissements additionnels et des acquisitions; des frais d'exploration avant impôt provenant de l'état consolidé des résultats et de la part de la compagnie des coûts similaires dans des entreprises dont elle est actionnaire. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration excluent l'achat de crédits de carbone. Bien que la direction de la compagnie soit responsable de tous les investissements et éléments du bénéfice net, une attention particulière est accordée à la gestion des aspects contrôlables de ce groupe de dépenses.

en millions de dollars canadiens	2023	2022
Secteur Amont (a)	1 108	1 128
Secteur Aval	472	295
Produits chimiques	23	10
Comptes non sectoriels et autres	175	57
Total	1 778	1 490

(a) Frais d'exploration inclus.

Pour le secteur Amont, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration étaient principalement liés au maintien des activités de la compagnie consacrées aux sables bitumineux et à ses actifs in situ.

Pour le secteur Aval, les dépenses en immobilisations étaient principalement liées à l'avancement de l'installation de diesel renouvelable de Strathcona, de même qu'à d'autres projets de raffinerie et de distribution visant à améliorer le rendement environnemental, la fiabilité, et l'efficacité énergétique.

Le total des dépenses en immobilisations et frais d'exploration devrait se chiffrer à environ 1,7 milliard de dollars en 2024.

Les prévisions en matière d'immobilisations et de frais d'exploration pour 2024 tiennent compte d'engagements fermes de 686 millions de dollars pour la construction et l'achat d'actifs immobilisés et d'autres investissements permanents. Des engagements fermes supplémentaires de 65 millions de dollars ont été effectués pour les exercices 2025 et suivants.

Les dépenses réelles pourraient varier en fonction de la progression de chaque projet.

Risques liés au marché

Les prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers et chimiques ont fluctué en réponse à l'évolution des forces du marché. L'incidence de ces fluctuations sur les résultats des opérations des secteurs Amont, Aval et Produits chimiques a varié.

Les résultats de la compagnie sont influencés par les prix de référence du pétrole brut en Amérique du Nord, ainsi que par les variations des écarts entre ces prix de référence et les prix du pétrole brut léger et lourd dans l'Ouest canadien. Le modèle d'affaires intégré de la compagnie réduit les risques associés aux variations des cours des matières premières. Par exemple, lorsque les écarts relatifs au pétrole brut entre les prix de référence de l'Amérique du Nord et ceux de l'Ouest canadien se creusent, la compagnie est en mesure d'atténuer l'incidence de l'élargissement des écarts sur le secteur Amont en les intégrant aux investissements du secteur Aval dans les raffineries, les engagements relatifs aux oléoducs et le terminal ferroviaire d'Edmonton.

Dans les environnements compétitifs Amont et Produits chimiques, le bénéfice est principalement déterminé par la capacité à générer des marges sur les produits vendus, plutôt que par les niveaux de prix absolus. Les marges de raffinage varient en fonction de la différence entre ce qu'une raffinerie paie pour ses matières brutes (principalement le pétrole brut) et les prix du marché pour la gamme de produits fabriqués. En contrepartie, ces prix dépendent du rapport entre l'offre et la demande au niveau mondial et régional, des niveaux de stock, des opérations de raffinage, de l'équilibre entre importations et exportations et du climat.

Les prix de référence du pétrole brut ainsi que ceux des produits pétroliers et chimiques sont généralement libellés en dollars américains. La majeure partie des ventes et des achats de la compagnie est fonction de ces valeurs de référence du secteur qui sont libellées en dollars américains. Comme la compagnie enregistre et déclare ses résultats financiers en dollars canadiens, les fluctuations du taux de change du dollar canadien en dollar américain auront une certaine incidence sur les résultats de la compagnie.

La compagnie est exposée aux variations des taux d'intérêt, en particulier sur sa dette qui comporte des taux d'intérêt variables. L'impact d'une variation de 0,25 % des taux d'intérêt affectant la dette de la compagnie ne serait pas substantiel sur le bénéfice ou les flux de trésorerie. La compagnie a accès à une source importante de liquidités à court terme comme à long terme. Les fonds autogénérés devraient couvrir la majeure partie des besoins financiers, appuyés par de la dette à long terme et à court terme si besoin est.

L'exposition possible de la compagnie aux prix des marchandises et aux marges ainsi qu'aux fluctuations du taux de change du dollar canadien en dollar américain est résumée dans le tableau de sensibilité des résultats, qui illustre l'effet annuel estimé sur le bénéfice net de la compagnie après impôts dans les conditions actuelles. Pour une période donnée, l'ampleur de l'avantage ou du préjudice réel dépendra de l'évolution des prix de chaque type de pétrole brut et de produit, des volumes de production et de vente, de la capacité de transport, des coûts et des méthodes de sortie, et d'autres facteurs. Par conséquent, les variations des prix de référence du pétrole brut et les écarts de prix du pétrole brut, ainsi que les autres facteurs énumérés dans le tableau suivant, ne fournissent que des indicateurs généraux des variations du bénéfice au cours d'une période donnée.

Sensibilité des résultats (a)

en millions de dollars canadiens, après impôts

Variation du prix du baril de pétrole brut de l'ordre de 1 dollar américain	+ (-)	105
Variation de la marge de raffinage 2-1-1 de l'ordre de 1 dollar américain par baril (b)	+ (-)	140
Baisse (hausse) de 0,01 dollar de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-)	170

(a) Chaque calcul de sensibilité indique l'incidence annuelle sur le bénéfice net de la variation d'un facteur, après impôts et redevances, toutes choses étant égales par ailleurs. Cette sensibilité a été mise à jour pour traduire les conditions actuelles du marché. Elle peut ne pas s'appliquer de manière proportionnelle aux fluctuations plus importantes.

(b) La marge de craquage 2-1-1 est un indicateur de la marge des raffineries généré en convertissant deux barils de pétrole brut en un baril d'essence et un baril de diesel.

La demande de pétrole brut, de produits pétroliers et de produits pétrochimiques est généralement étroitement liée à la croissance économique. Les récessions ou autres périodes de croissance économique faible ou négative auront généralement un effet direct et néfaste sur les résultats financiers de la compagnie. Bien que les niveaux des prix du pétrole brut puissent augmenter et diminuer de manière considérable à court et à moyen terme (notamment à cause de la situation économique mondiale, de divers événements politiques, des décisions des pays membres de l'OPEP et d'autres facteurs), il demeure qu'à long terme, l'économie du secteur continuera à être influencée par l'offre et la demande. La compagnie évalue ses investissements sur un large éventail de prix futurs, notamment les coûts estimés des émissions de gaz à effet de serre.

Les marchés mondiaux de l'énergie peuvent connaître de longues périodes pendant lesquelles la conjoncture commerciale est défavorable à un ou plusieurs des secteurs d'activité de la compagnie. Cette conjoncture, de pair avec la nature à haute intensité de capital du secteur et les longs délais de rentabilisation associés à plusieurs projets de la compagnie, souligne l'importance de maintenir une solide situation financière. La direction juge que la santé financière de la compagnie est un avantage concurrentiel.

En général, les résultats sectoriels ne dépendent pas de la capacité à vendre ou à acheter des produits aux autres secteurs. Lorsque de telles ventes ont lieu, elles découlent plutôt de l'efficacité et des avantages concurrentiels provenant des complexes de secteurs d'activité intégrés et de raffinage et de fabrication de produits chimiques. Les ventes intersectorielles de la société comprennent le pétrole brut produit par le secteur Amont et vendu au secteur Aval, ainsi que les ventes de matières premières, de charges d'alimentation et de produits finis entre les raffineries et l'usine chimique. Toutes les ventes intersectorielles se font aux prix courants. Voir la note 2 pour en savoir plus sur les recettes intersectorielles.

La compagnie a recours à un programme de gestion des actifs diligent selon lequel les actifs non stratégiques sont analysés en vue d'une cession éventuelle. Le programme de gestion des actifs comprend une évaluation rigoureuse et régulière pour garantir que les actifs contribuent aux objectifs stratégiques de la compagnie.

Gestion des risques

La taille de la compagnie, sa solide situation financière et la nature complémentaire de ses segments d'activité réduisent pour la compagnie dans son ensemble les risques liés aux fluctuations des prix des marchandises et de taux de change. En outre, la société peut utiliser des contrats sur marchandises, y compris des produits dérivés, pour gérer le risque lié au cours des matières premières et pour générer des rendements à partir de ses activités de négociation. Ces contrats ne sont pas comptabilisés selon la comptabilité de couverture. Le risque de crédit associé à la position sur produits dérivés de la compagnie est atténué par plusieurs facteurs, notamment l'utilisation de bourses de compensation de produits dérivés, la qualité des contreparties et les limites financières imposées aux contreparties de produits dérivés. Aucun risque de marché ou de crédit important quant à la situation financière de la société, aux résultats d'exploitation ou à la situation de trésorerie n'existe en raison des produits dérivés décrits dans la note 6. La compagnie maintient un système de contrôle comprenant l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur des produits dérivés.

Estimations comptables critiques

Les états financiers de la compagnie ont été dressés selon les Principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis. Les PCGR des É.-U. obligent la direction à faire des estimations et à porter des jugements qui ont une incidence sur les montants déclarés d'actifs, de passifs, de produits et de charges ainsi que sur la déclaration des actifs et passifs éventuels. L'information comptable et financière de la compagnie reflète fidèlement son modèle d'entreprise qui repose sur l'exploration et la production de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi que la fabrication, le commerce, le transport et la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers, de produits pétrochimiques et de divers produits spécialisés ainsi que sur la poursuite d'occasions commerciales à faibles émissions comme le captage et le stockage de carbone, l'hydrogène et les carburants à faibles émissions. La compagnie n'a pas recours à des structures de financement visant à modifier ses résultats ou à soustraire certaines dettes de son bilan. Les principales méthodes comptables de la compagnie sont résumées dans la note 1 aux états financiers consolidés.

Réserves de pétrole et de gaz naturel

L'évaluation des réserves de pétrole et de gaz naturel est essentielle pour une gestion efficace des actifs du secteur Amont. Elle fait partie intégrante de la prise de décisions sur les investissements relatifs aux biens pétroliers et gaziers comme de décider s'il faut aller de l'avant en ce qui concerne la mise en valeur.

L'estimation des réserves prouvées, qui repose sur une exigence de certitude raisonnable, est un processus continu qui repose sur de rigoureuses évaluations techniques, commerciales et du marché ainsi que sur une analyse détaillée des données sur les puits comme les débits, les pressions des gisements ainsi que les coûts de développement et de production, et d'autres facteurs. La compagnie vérifie l'estimation des réserves prouvées à partir de directives d'approbation établies de longue date. Les changements apportés aux réserves se font suivant un processus rigoureux bien établi, dirigé par des géoscientifiques et des ingénieurs compétents, secondés par le groupe de gestion des réserves qui a une solide expérience technique, aboutissant à des révisions avalisées par la haute direction et le conseil d'administration. Fait à signaler, la compagnie n'a pas recours à des objectifs quantitatifs précis sur les réserves pour fixer la rémunération. Les principaux critères du processus d'estimation des réserves sont décrits dans la « Déclaration des réserves », à la rubrique 1.

Les réserves de pétrole et de gaz naturel comprennent les réserves prouvées et non prouvées.

- Les réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel sont déterminées conformément aux exigences de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis. Les réserves prouvées correspondent aux volumes de pétrole et de gaz naturel dont la productivité économique peut être estimée avec une certitude raisonnable par l'analyse de données géologiques et techniques, ainsi qu'en vertu des conditions économiques et opérationnelles et des réglementations gouvernementales. Les réserves prouvées sont déterminées en utilisant la moyenne des prix du pétrole et du gaz naturel au premier jour du mois au cours de l'année de référence.

Les réserves prouvées peuvent être sous-divisées en réserves mises en valeur et non mises en valeur. Les réserves prouvées mises en valeur représentent les volumes qui devraient pouvoir être récupérés par le biais des puits, des installations ou des activités minières existants avec le matériel et les méthodes d'exploitation existants. Les réserves prouvées non mises en valeur représentent les volumes qui devraient pouvoir être récupérés par le biais de nouveaux puits, de puits existants, d'installations ou d'activités minières existantes qui nécessitent des dépenses en capital substantielles. Les réserves prouvées non mises en valeur sont reconnues lorsqu'un plan de mise en valeur a été adopté, indiquant qu'il est prévu qu'un puits soit mis en valeur dans un délai de cinq ans, à moins que des circonstances spécifiques ne plaident en faveur d'une période plus longue.

La compagnie est raisonnablement certaine que les réserves prouvées seront produites. Cependant, les échéances et les quantités extraites peuvent dépendre d'un certain nombre de facteurs, dont l'achèvement et l'optimisation des projets de mise en valeur, le rendement des gisements, les approbations réglementaires, les politiques gouvernementales, les préférences des consommateurs, le

cadre des redevances et les variations importantes des niveaux de prix du pétrole brut et du gaz naturel.

- Les réserves non prouvées désignent les volumes de pétrole et de gaz naturel dont la certitude de récupération est moins que raisonnable et comprennent les réserves probables. Les réserves probables sont des réserves dont la récupération est plus probable qu'improbable.

Les révisions des volumes de réserves prouvées estimés précédemment pour les gisements existants peuvent être effectuées en raison de l'évaluation ou de la réévaluation de données existantes sur la géologie, les gisements ou la production, de nouvelles données sur la géologie, les gisements ou la production, ou des variations de la moyenne des prix du pétrole et du gaz naturel au premier jour du mois et/ou des coûts servant à calculer les réserves. Ces révisions peuvent aussi découler d'importants changements dans la stratégie de mise en valeur ou dans la capacité des installations et du matériel de production.

En 2021, les révisions à la hausse des réserves de bitume prouvées découlaient de l'amélioration des prix. En vertu de la définition des réserves prouvées de la SEC les 1,7 milliard de barils de bitume à Kearl et les 0,5 milliard de barils de bitume à Cold Lake sont considérés comme des réserves prouvées. Les révisions à la hausse des réserves prouvées de pétrole brut synthétique découlaient de l'amélioration des prix. Les modifications des réserves prouvées de liquides et de gaz naturel ont été le résultat de la mise à jour des plans de développement et de la cession des actifs non classiques de Montney et de Duvernay.

En 2022, les révisions à la baisse des réserves prouvées de bitume ont été attribuables à une diminution de 0,2 milliard de barils à Kearl en raison d'obligations de versement de redevances plus élevées associées aux prix, et une diminution de 0,2 milliard de barils à Cold Lake en raison d'un plan de mise en valeur actualisé. Une augmentation des réserves de bitume de 0,1 milliard de barils est associée aux extensions à Cold Lake pour les projets AS-SGSIV de la phase 1 de Grand Rapids et SGSIV de Leming. Les révisions à la baisse des réserves prouvées de pétrole brut synthétique découlaient de la mise à jour des plans de développement minier et de l'augmentation des obligations de versement de redevances à Syncrude associées aux prix. Les modifications des réserves prouvées de liquides et de gaz naturel ont été principalement attribuables à la vente des actifs non classiques de la compagnie à Montney et Duvernay.

En 2023, les révisions à la hausse des réserves prouvées de bitume de 0,1 milliard de barils ont découlé d'une baisse des obligations de versement de redevances associées à des prix plus bas et à des révisions techniques mineures à Cold Lake et à Kearl. Une légère hausse des réserves prouvées de pétrole brut synthétique est associée à une baisse des obligations de versement de redevances associées aux prix. Les réserves prouvées de liquides classiques ont diminué à zéro dans les conditions de prix et d'exploitation actuelles.

En outre, les conditions de certaines ententes contractuelles et de certains régimes de redevances gouvernementales peuvent faire en sorte qu'une réduction des cours conduise à une augmentation des réserves prouvées de la compagnie. Les décisions d'exploitation de la compagnie et ses perspectives pour les volumes de production ne sont pas touchées par les réserves prouvées déclarées en vertu des définitions de la SEC.

Amortissement par unité de production

Les quantités des réserves de pétrole et de gaz naturel sont utilisées comme base pour calculer les taux d'amortissement par unité de production pour la plupart des actifs du secteur Amont. L'amortissement est obtenu en calculant le ratio du coût des actifs par rapport aux réserves prouvées totales ou aux réserves prouvées mises en valeur appliquées au coût réel de production. Les quantités produites et le coût de l'actif sont connus, tandis que les réserves prouvées sont fondées sur des estimations sujettes à une certaine variabilité.

Si la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production ne conduit pas à une allocation équitable des coûts sur la durée de vie utile d'un actif du secteur Amont, une autre méthode est utilisée. La méthode de l'amortissement linéaire est utilisée dans des situations bien précises, lorsque la durée de vie estimée de l'actif ne correspond raisonnablement pas aux réserves sous-jacentes. À titre d'exemple,

certaines actifs utilisés dans la production de pétrole et de gaz naturel disposent d'une durée de vie plus courte que les réserves, et à ce titre, la compagnie a recours à l'amortissement linéaire pour veiller à ce que l'actif soit totalement amorti à la fin de sa durée de vie utile.

Dans la mesure où les réserves prouvées pour un gisement sont substantiellement désinscrites et que ce gisement continue à produire de sorte que la charge d'amortissement qui en découle ne conduit pas à une allocation équitable des coûts sur la durée de vie prévue, les actifs seront amortis à l'aide de la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production sur la base des réserves déterminées au prix le plus récent de la SEC, ce qui permet d'obtenir une quantité plus importante de réserves prouvées, convenablement ajustée pour les variations de production et techniques.

Incidence des réserves et des prix du pétrole et du gaz et des marges sur les tests de dépréciation

La compagnie teste régulièrement la probabilité de récupération des actifs ou des groupes d'actifs dès lors que des événements ou des changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable risque d'être perdue. La compagnie dispose d'un processus solide pour surveiller les indicateurs de dépréciation potentielle dans ses groupes d'actifs tout au long de l'année. Ce processus est conforme aux exigences des normes ASC 360 et ASC 932 et s'appuie en partie sur le cycle de planification et de budgétisation de la compagnie.

Dans la mesure où la durée de vie de la grande majorité des principaux actifs de la compagnie est calculée en dizaines d'années, les flux de trésorerie futurs de ces actifs sont principalement basés sur les prix du pétrole et du gaz naturel, les marges sectorielles et les coûts de développement et de production sur le long terme. D'importantes réductions dans les perspectives de la compagnie au sujet des prix ou des marges pour le pétrole ou le gaz naturel, en particulier sur le long terme, ainsi que l'évolution des plans de mise en valeur, y compris les décisions de reporter, de réduire ou d'éliminer des dépenses en immobilisations prévues, peuvent être autant d'indicateurs d'une dépréciation potentielle. D'autres événements ou changements aux circonstances, y compris les indicateurs de la *norme ASC 360*, peuvent également augurer une possible dépréciation.

De manière générale, la compagnie ne considère pas la baisse temporaire des prix ou des marges comme un signe de dépréciation. La direction est d'avis que les prix à long terme doivent suffire à produire des investissements dans l'approvisionnement énergétique pour répondre à la demande mondiale. Bien que les prix puissent parfois baisser considérablement, c'est plutôt les grands paramètres de l'augmentation ou de la diminution de l'offre par rapport à la demande qui déterminent les prix à long terme dans le secteur. Sur le plan de l'offre, la production industrielle des gisements matures est en déclin. Ce déclin est compensé par des investissements visant la production dans de nouvelles découvertes, le développement de gisements connus, les avancées techniques et l'amélioration de l'efficacité. Les activités d'investissement et les politiques de production de l'OPEP+ ont aussi des effets sur l'offre mondiale de pétrole. L'évolution de la demande est largement dépendante de la croissance de l'activité économique générale, des sources d'énergie de rechange et des niveaux de prospérité. Tout au long de la durée de vie de ses actifs majeurs, la compagnie s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz ainsi que les marges sectorielles affichent une importante volatilité. Par conséquent, ces actifs connaissent des périodes de bénéfice supérieur et de bénéfice inférieur, voire des pertes. Dans le cadre de l'évaluation visant à déterminer si les événements ou changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif risque d'être perdue, la compagnie tient compte des récentes périodes de pertes d'exploitation dans le cadre de ses perspectives à plus long terme sur les prix et les marges.

Perspectives mondiales et évaluation des flux de trésorerie

Le processus de planification et de budgétisation annuelles – le plan de la compagnie – est le mécanisme utilisé pour répartir les ressources (capital, dépenses en immobilisations et ressources humaines) à travers la compagnie. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande énergétiques à la base du plan de la compagnie sont d'abord fondées sur les Perspectives mondiales d'Exxon Mobil Corporation (les Perspectives), qui contiennent des prévisions de la demande et de l'offre basées sur une évaluation des tendances actuelles en matière de technologies, de politiques gouvernementales, de préférences des consommateurs, de géopolitique, de développement économique et d'autres facteurs,

Les Perspectives, qui tiennent compte de l'environnement politique mondial actuel, ne tentent pas de présenter des projections quant à l'ampleur de l'avancement et du déploiement futurs de politiques et de technologies nécessaires pour que le monde ou la compagnie atteignent la carboneutralité d'ici 2050. Au fil de leur apparition, les avancées politiques et technologiques seront intégrées aux Perspectives et les plans d'entreprise de la compagnie seront mis à jour en conséquence.

Si les événements ou les changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable d'un actif risque d'être perdue, la compagnie évalue les flux de trésorerie futurs non actualisés des biens en question pour déterminer la possibilité d'en recouvrer la valeur comptable. Pour effectuer cette évaluation, les actifs sont regroupés au niveau le plus bas pour lequel il existe des flux de trésorerie identifiables et largement indépendants des flux de trésorerie des autres groupes d'actifs. Les flux de trésorerie employés dans les évaluations de probabilité de récupération sont basés sur les hypothèses établies dans le plan de la compagnie, lequel est examiné et approuvé par le conseil d'administration, et sont conformes aux critères de gestion utilisés pour évaluer les possibilités d'investissement. Ces évaluations se fondent sur les hypothèses émises par la compagnie concernant l'allocation de capitaux futurs, les prix du pétrole et du gaz naturel, y compris les écarts de prix, les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les volumes, les coûts de développement et de production, y compris les prix des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les taux de change des devises. Les quantités annuelles sont fondées sur les profils de production des gisements (débit ou ventes). L'estimation par la direction des volumes de production en amont utilisés pour les flux de trésorerie projetés fait appel à des quantités de réserves prouvées et peut inclure des quantités de réserves non prouvées ajustées en fonction du risque. Les prix des émissions de gaz à effet de serre reflètent les actions politiques actuelles ou prévues des gouvernements fédéral et provinciaux compétents. Bien que les scénarios de tiers puissent être utilisés pour tester la résilience des activités et des stratégies de la compagnie, ils ne servent pas de fondements aux estimations de flux de trésorerie futurs pour les tests de dépréciation.

Juste valeur des actifs dépréciés

Un groupe d'actifs subit une dépréciation si les flux de trésorerie futurs estimés non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable du groupe. Les dépréciations correspondent à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur la juste valeur. L'évaluation de la juste valeur est basée sur les opinions d'un intervenant du marché probable. Les principaux paramètres utilisés pour établir la juste valeur comprennent des estimations des valeurs de superficie et des mesures de la production des puits de production tirées de transactions comparables du marché, des estimations fondées sur le marché des ratios cours-flux de trésorerie dans le temps ainsi que des flux de trésorerie actualisés. Les données et les hypothèses utilisées dans les modèles de flux de trésorerie actualisés comprennent des estimations des volumes de production futurs, la production et les volumes de ventes de produits, les prix des produits de base (comparables avec la moyenne établie par les experts industriels tiers et les agences gouvernementales), les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les coûts de forage et de mise en valeur, les coûts d'exploitation et les taux d'actualisation, qui reflètent les caractéristiques du groupe d'actifs.

Autres estimations de dépréciation

Les gisements non prouvés sont évalués périodiquement pour déterminer s'ils se sont dépréciés. Les gisements importants non prouvés font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés sont inscrites sur la base des plans de développement futurs de la compagnie, de la probabilité économique de succès estimée et de la durée pour laquelle la compagnie compte conserver les gisements. Les biens individuellement moins importants sont regroupés et amortis en fonction des risques liés à la mise en valeur et de la période de détention moyenne.

Les actifs à long terme retenus pour leur vente sont évalués pour déterminer leur dépréciation éventuelle en comparant leur valeur comptable à leur juste valeur, moins le coût de vente. Si la valeur comptable nette est supérieure à la juste valeur moins le coût de vente, l'actif est considéré déprécié et la valeur la plus basse lui est attribuée. Il faut faire preuve de jugement lorsque l'on détermine si un actif est retenu pour la vente et que l'on calcule la juste valeur moins le coût de vente.

Les investissements à la valeur de consolidation font l'objet de tests de dépréciation lorsque des événements ou des changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable d'un investissement risque d'être

perdue. Parmi les indicateurs clés, on notera des antécédents de pertes d'exploitation, un bénéfice négatif ou des perspectives de flux de trésorerie négatives, d'importantes révisions à la baisse des réserves de pétrole et de gaz ainsi que la situation financière et les perspectives du segment commercial ou de la région géographique de l'entité détenue. Si la baisse de la valeur de l'investissement n'est pas que temporaire, la valeur comptable de ce dernier est dépréciée à la juste valeur. En l'absence de prix du marché pour l'investissement, les flux de trésorerie actualisés sont utilisés pour évaluer la juste valeur, une opération qui exige beaucoup de jugement.

Dépréciations récentes

Parmi les facteurs pouvant exposer ultérieurement d'autres actifs à une dépréciation, on notera les réductions des perspectives de prix ou de marge de la compagnie, les variations dans l'allocation des capitaux ou les plans de mise en valeur, une baisse de la demande à long terme pour les produits de la compagnie ainsi qu'un rythme d'augmentation des coûts d'exploitation supérieur à celui des gains d'efficacité ou à celui des augmentations des prix ou des marges du pétrole et du gaz naturel. Cependant, comme les prix ou les marges des matières premières, ainsi que la relation entre les prix et les coûts dans le secteur pétrolier, sont intrinsèquement difficiles à prévoir, il n'est pas possible d'évaluer raisonnablement la possibilité ou la fourchette de futures pertes de valeur comptabilisées liées aux actifs à long terme de la compagnie.

Des informations complémentaires sur les résultats d'exploitation des activités pétrolières et gazières, sur les coûts capitalisés et sur les réserves sont disponibles dans les notes aux états financiers consolidés.

Prestations de retraite

Le régime de retraite de la compagnie est géré conformément aux exigences des autorités gouvernementales et satisfait au niveau de capitalisation fixé par des actuaires indépendants. La comptabilité des régimes de retraite exige qu'on formule des hypothèses explicites concernant notamment le taux d'actualisation de l'obligation au titre des prestations constituées, le taux de rendement de l'actif du régime et le taux à long terme des augmentations salariales futures. Les hypothèses concernant les régimes de retraite sont revues annuellement par la haute direction. Ces hypothèses sont rajustées uniquement s'il faut refléter des changements à long terme des taux du marché et des perspectives. En 2023, le taux de rendement à long terme prévu pour les actifs du régime a été de 4,8 %, comparativement à des rendements réels de 5,7 % et de 6,1 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans, respectivement, terminées le 31 décembre 2023. Si des hypothèses différentes étaient employées, l'obligation et la charge pourraient augmenter ou diminuer. Comme indication de l'exposition potentielle de la compagnie à des changements dans les hypothèses critiques, comme le taux de rendement prévu pour les actifs du régime et le taux d'actualisation pour mesurer l'obligation au titre des prestations de retraite, une réduction de 1 % du taux d'actualisation augmenterait l'obligation des prestations du régime d'environ 1 milliard de dollars. De même, une réduction de 1 % du taux de rendement à long terme des actifs du régime augmenterait la charge de retraite annuelle d'environ 75 millions de dollars avant impôts. À la compagnie, les écarts entre le rendement réel des actifs du régime et le rendement prévu à long terme ne sont pas constatés dans l'exercice au cours duquel ils se produisent. Ces écarts sont plutôt amortis dans la charge de retraite avec les autres gains ou pertes actuariels sur la durée moyenne du reste de la carrière active des salariés. En 2023, les charges de retraite ont représenté environ 1 % des charges totales.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La compagnie a des obligations liées à la mise hors service de certaines immobilisations. La juste valeur de ces obligations est enregistrée comme passif sur une base actualisée, habituellement lorsque les actifs en question sont installés. Dans l'estimation de la juste valeur, la compagnie formule des hypothèses et porte des jugements concernant certains facteurs tels que l'existence d'obligations juridiques liées à la mise hors service d'immobilisations, les évaluations techniques des actifs, les montants et les délais estimés des règlements, les taux d'actualisation ainsi que les taux d'inflation. La note 5 aux états financiers consolidés contient un tableau de continuité sur trois ans décrivant en détail l'évolution des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Coûts des forages d'exploration interrompus

La compagnie continue de comptabiliser à l'actif les coûts d'un forage d'exploration lorsque le forage révèle la présence de réserves suffisantes pour justifier la complétion d'un puits de production, ainsi que si la compagnie réalise des progrès suffisants dans l'évaluation des réserves et sur le plan de la viabilité économique et opérationnelle du projet. Les coûts des puits d'exploration ne répondant pas à ces critères sont passés en charges. Pour déterminer si un projet de compagnie progresse suffisamment, il faut étudier soigneusement les faits et les circonstances. Les faits et circonstances qui justifient la poursuite de la capitalisation des puits suspendus à la fin de l'exercice sont mentionnés dans la note 15 aux états financiers consolidés.

Provisions fiscales

Les activités de la compagnie sont complexes et les interprétations fiscales, les règlements et les lois qui les visent sont en évolution constante.

Les économies des positions fiscales incertaines que la compagnie a prises et compte prendre dans ses déclarations fiscales ne peuvent être prises en compte dans les états financiers que si la direction estime plus probable qu'improbable que cette position sera maintenue par les autorités fiscales. Dans le cas d'une position qui sera probablement maintenue, l'avantage constaté dans les états financiers correspondra à l'avantage fiscal le plus élevé à l'égard duquel la probabilité que cet avantage soit réalisé lors du règlement final conclu avec les autorités fiscales est supérieure à 50 %. La direction doit faire preuve d'un grand jugement dans la comptabilisation des provisions concernant les impôts sur les bénéfices et les litiges fiscaux parce que leur issue est souvent difficile à prédire. Les avantages fiscaux non constatés de la compagnie et la description des exercices visés sont résumés dans la note 3 aux états financiers consolidés.

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

La direction, y compris le chef de la direction et l'agent comptable principal et agent financier principal de la compagnie, est responsable de la mise en place et du maintien de contrôles internes appropriés concernant l'information financière de la compagnie. La direction a procédé à une évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Commission Treadway. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée était efficace au 31 décembre 2023.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeur inscrit et indépendant, a effectué l'audit du contrôle interne de la compagnie à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2023, comme il est précisé dans son rapport inclus dans les présentes.

/s/ Bradley W. Corson

Bradley W. Corson
Président du conseil et président
(Chef de la direction)

/s/ Daniel E. Lyons

Daniel E. Lyons
Vice-président principal, finances et administration, et contrôleur de gestion
(agent comptable principal et agent financier principal)

28 février 2024

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Au conseil d'administration et aux actionnaires de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée

Opinions sur les états financiers et le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et de ses filiales (collectivement, la « compagnie ») aux 31 décembre 2023 et 2022 et de l'état consolidé des résultats, de l'état consolidé du résultat étendu, de l'état consolidé des capitaux propres et de l'état consolidé des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2023, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la compagnie au 31 décembre 2023, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (le « COSO »).

À notre avis, les états financiers consolidés susmentionnés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la compagnie aux 31 décembre 2023 et 2022, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2023, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis. De plus, à notre avis, la compagnie maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2023, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le COSO.

Fondement des opinions

La direction de la compagnie est responsable des présents états financiers consolidés, du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière figurant dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer des opinions sur les états financiers consolidés de la compagnie et sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la compagnie sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board (des États-Unis) (le « PCAOB ») et sommes tenus d'être indépendants de la compagnie conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et qu'un contrôle interne à l'égard de l'information financière efficace a été maintenu dans tous ses aspects significatifs.

Nos audits des états financiers consolidés ont compris la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et la mise en œuvre de procédures en réponse à ces risques. Ces procédures ont compris le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des informations fournies dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables retenus et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a compris l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, ainsi que des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque. Nos audits ont également compris la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à nos opinions.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : i) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image précise et fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la compagnie; ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers

conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la compagnie ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; et iii) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la compagnie qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Questions critiques de l'audit

La question critique de l'audit communiquée ci-après est une question soulevée au cours de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui a été ou qui doit être communiquée au comité d'audit et qui i) est liée à des comptes ou des informations fournies qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés et ii) pour laquelle nous avons dû porter des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en communiquant la question critique de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinions distinctes sur celle-ci ni sur les comptes ou informations connexes.

Incidence des réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel sur le montant net des immobilisations corporelles du secteur Amont

Tel qu'il est présenté aux notes 1 et 2 des états financiers consolidés, le solde net des immobilisations corporelles consolidées du secteur Amont de la compagnie s'établit à 26 840 M\$ au 31 décembre 2023, et la dotation à l'amortissement et à l'épuisement correspondante, pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, s'élève à 1 680 M\$. La direction suit la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour comptabiliser ses activités d'exploration et de production. Les coûts à engager pour acheter, louer ou acquérir de quelque façon un gisement (non prouvé ou prouvé) sont capitalisés au moment où ils sont engagés. Comme la direction en a fait mention, les volumes des réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel sont utilisés comme base pour calculer les taux d'amortissement par unité de production pour la plupart des actifs du secteur Amont. L'estimation des volumes de réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel est un processus continu qui repose sur des évaluations techniques, commerciales et du marché ainsi que sur une analyse détaillée des données sur les puits comme les débits, les pressions des gisements ainsi que les coûts de mise en valeur et de production, entre autres facteurs. Comme la direction en a fait également mention, les changements apportés aux réserves se font suivant un processus rigoureux bien établi, dirigé par des géoscientifiques et des ingénieurs compétents, secondés par le groupe de gestion des réserves (collectivement, les « spécialistes de la direction »).

Les faits suivants ont permis de déterminer que la mise en œuvre des procédures à l'égard de l'incidence des réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel sur le montant net des immobilisations corporelles du secteur Amont constituait une question critique de l'audit en raison du fait que : i) la direction a exercé un jugement important et a eu recours aux spécialistes de la direction pour établir les estimations des réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel et ii) l'auditeur a exercé un degré élevé de jugement, de subjectivité et d'effort dans l'exécution des procédures et dans l'évaluation des éléments probants obtenus relativement aux données, méthodes et hypothèses utilisées par la direction et les spécialistes de la direction dans l'établissement des estimations des volumes de réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel.

Le traitement de cette question a consisté à mettre en œuvre des procédures et à évaluer les éléments probants nécessaires à la formulation d'une opinion globale sur les états financiers consolidés. Dans le cadre de ces procédures, l'efficacité des contrôles liés aux estimations de la direction quant aux volumes de réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel a été testée. Le travail des spécialistes de la direction a été utilisé dans la mise en œuvre des procédures d'évaluation du caractère raisonnable des volumes de réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz naturel. Préalablement à l'utilisation de ce travail, les compétences des spécialistes de la direction ont été évaluées de même que les relations entre la compagnie et ces derniers. Les procédures mises en œuvre ont aussi compris i) l'évaluation des méthodes et des hypothèses utilisées par les spécialistes de la direction, ii) la vérification de l'exhaustivité et de l'exactitude des données utilisées par ces derniers relativement aux volumes de production historiques, et iii) l'évaluation de leurs conclusions relativement aux volumes de production futurs estimatifs en comparant l'estimation aux informations pertinentes historiques et aux informations de la période à l'étude, selon le cas.

/s/ PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 28 février 2024

Nous agissons en tant qu'auditeurs de la compagnie depuis 1934.

État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Exercices se terminant le 31 décembre	2023	2022	2021
Produits et autres revenus			
Produits (a)	50 702	59 413	37 508
Revenus de placement et d'autres sources (notes 8, 18)	267	257	82
Total des produits et des autres revenus	50 969	59 670	37 590
Dépenses			
Exploration (note 15)	5	5	32
Achats de pétrole brut et de produits (b)	32 399	37 742	23 174
Production et fabrication (c)	6 879	7 404	6 316
Frais de vente et frais généraux (c)	857	882	784
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	2 402	2 179	1 928
Dépréciation et épuisement	1 907	1 897	1 977
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	82	17	42
Financement (d) (note 12)	69	60	54
Total des dépenses	44 600	50 186	34 307
Bénéfice (perte) avant impôts	6 369	9 484	3 283
Impôts sur le bénéfice (note 3)	1 480	2 144	804
Bénéfice (perte) net	4 889	7 340	2 479
Informations par action (en dollars canadiens)			
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base (note 10)	8,51	11,47	3,48
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (note 10)	8,49	11,44	3,48
(a) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits (note 16).	13 544	17 042	8 777
(b) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et autres produits (note 16).	4 125	3 795	2 737
(c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et fabrication et les frais de vente et frais généraux (note 16).	473	460	420
(d) Sommes remboursables aux apparentés comprises dans le financement (note 16).	169	78	28

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé du résultat étendu (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Exercices se terminant le 31 décembre	2023	2022	2021
Bénéfice (perte) net	4 889	7 340	2 479
Autres éléments du résultat étendu (perte), après impôts sur les bénéfices			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement)	(206)	582	679
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées	41	83	133
Total des autres éléments du résultat étendu (perte)	(165)	665	812
Résultat étendu (perte)	4 724	8 005	3 291

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Au 31 décembre

2023

2022

Actifs

Actifs à court terme

Trésorerie et équivalents de trésorerie	864	3 749
Comptes débiteurs – montant net (a)	4 482	4 719
Stocks de pétrole brut et de produits (note 11)	1 944	1 514
Matières, fournitures et charges payées d'avance	1 008	754
Total de l'actif à court terme	8 298	10 736
Investissements et créances à long terme (b)	1 062	893
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement (note 18)	30 835	30 506
Écart d'acquisition	166	166
Autres éléments d'actif, y compris les immobilisations incorporelles – montant net	838	1 223
Total de l'actif	41 199	43 524

Passif

Passifs à court terme

Billets et emprunts (note 12)	121	122
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 11)	6 231	6 194
Impôts sur le bénéfice à payer	251	2 582
Total des passifs à court terme	6 603	8 898
Dettes à long terme (c) (note 14)	4 011	4 033
Autres obligations à long terme (note 5)	3 851	3 467
Passifs d'impôts futurs (note 3)	4 512	4 713
Total du passif	18 977	21 111

Engagements et passif éventuel (note 9)

Capitaux propres

Actions ordinaires à la valeur attribuée (d) (note 10)	992	1 079
Bénéfices réinvestis	21 907	21 846
Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 17)	(677)	(512)
Total des capitaux propres	22 222	22 413

Total du passif et des capitaux propres

41 199

43 524

(a) Les comptes débiteurs – montant net comprenaient des sommes remboursables nettes par des apparentés (note 16).	1 048	1 108
(b) Les investissements et créances à long terme comprenaient des sommes remboursables par des apparentés (note 16).	283	288
(c) Les dettes à long terme comprenaient des sommes remboursables à des apparentés (note 16).	3 447	3 447
(d) Nombre d'actions ordinaires autorisées (en millions) (note 10).	1 100	1 100
Nombre d'actions ordinaires en circulation (millions) (note 10).	536	584

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Approuvé par le conseil.

/s/ Bradley W. Corson

Bradley W. Corson
Président du conseil et
président

/s/ Daniel E. Lyons

Daniel E. Lyons
Vice-président principal,
finances et administration, et contrôleur de gestion

État consolidé des capitaux propres (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Au 31 décembre	2023	2022	2021
Actions ordinaires à la valeur attribuée (note 10)			
Au début de l'exercice	1 079	1 252	1 357
Achats d'actions à la valeur attribuée	(87)	(173)	(105)
À la fin de l'exercice	992	1 079	1 252
Bénéfices réinvestis			
Au début de l'exercice	21 846	21 660	22 050
Bénéfice (perte) net de l'exercice	4 889	7 340	2 479
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(3 713)	(6 222)	(2 140)
Dividendes déclarés	(1 115)	(932)	(729)
À la fin de l'exercice	21 907	21 846	21 660
Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 17)			
Au début de l'exercice	(512)	(1 177)	(1 989)
Autres éléments du résultat étendu (perte)	(165)	665	812
À la fin de l'exercice	(677)	(512)	(1 177)
Capitaux propres en fin d'exercice	22 222	22 413	21 735

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé des flux de trésorerie (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Exercices se terminant le 31 décembre	2023	2022	2021
Activités d'exploitation			
Bénéfice (perte) net	4 889	7 340	2 479
Ajustements au titre d'éléments hors trésorerie :			
Dépréciation et épuisement	1 907	1 897	1 977
(Gain) perte à la vente d'actifs (notes 8, 18)	(73)	(158)	(49)
Charges d'impôts futurs et autres	(85)	(77)	91
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :			
Comptes débiteurs	237	(862)	(1 950)
Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance –	(688)	(477)	45
Impôts sur le bénéfice à payer	(2 331)	1 876	248
Comptes créditeurs et charges à payer	81	948	2 020
Autres postes – montant net (b)	(203)	(5)	615
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 734	10 482	5 476
Activités d'investissement			
Ajouts aux immobilisations corporelles	(1 785)	(1 526)	(1 108)
Produits des ventes d'actifs (notes 8, 18)	86	904	81
Investissements supplémentaires	—	(6)	—
Prêt à des sociétés dans lesquelles la compagnie détient une participation en actions – montant net	5	10	15
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 694)	(618)	(1 012)
Activités de financement			
Dette à court terme – montant net (note 12)	—	—	(111)
Dette à long terme – réduction (note 14)	—	(1 000)	—
Obligations de location-financement – réduction (note 14)	(22)	(22)	(20)
Dividendes versés	(1 103)	(851)	(706)
Actions ordinaires achetées (note 10)	(3 800)	(6 395)	(2 245)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(4 925)	(8 268)	(3 082)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de	(2 885)	1 596	1 382
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	3 749	2 153	771
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice (a)	864	3 749	2 153
(a) La trésorerie comprend les fonds en banque et les équivalents de trésorerie au coût. Les équivalents de trésorerie sont des titres très liquides arrivant à échéance au plus trois mois après la date de leur achat.			
(b) Comprenait des cotisations aux régimes enregistrés de retraite.	(148)	(174)	(164)
Impôts sur les bénéfices (payés) recouvrés.	(4 153)	(374)	58
Intérêts (payés), après capitalisation	(69)	(60)	(43)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Notes aux états financiers consolidés

Les états financiers consolidés ci-joints et la documentation complémentaire sont la responsabilité de la direction de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée.

L'activité principale de la compagnie repose sur l'exploration et la production de pétrole brut et de gaz naturel, sur la fabrication, le commerce, le transport et la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers, de produits pétrochimiques et de divers produits spécialisés ainsi que sur la poursuite d'occasions commerciales à faibles émissions comme le captage et le stockage de carbone et les carburants à faibles émissions.

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis, qui obligent la direction à faire des estimations et à porter des jugements qui ont une incidence sur les montants déclarés d'actifs, de passifs, de produits et de charges ainsi que sur la déclaration des actifs et passifs éventuels. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations. Les données des années antérieures ont été reclassées dans certains cas pour se conformer à la base de présentation de 2023. Tous les montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.

1. Résumé des principales politiques comptables

Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes des filiales dont la compagnie a le contrôle. Les comptes et opérations intersociétés ont été éliminés. Les filiales comprennent les entreprises dans lesquelles L'impériale détient à la fois une participation et la capacité continue de déterminer unilatéralement les politiques stratégiques, d'exploitation, d'investissement et de financement. Imperial Oil Resources Limited et Canada Imperial Oil Limited sont des filiales importantes incluses dans les états financiers consolidés qui sont entièrement détenues par Compagnie Pétrolière Impériale Limitée. Les états financiers consolidés reflètent également la quote-part de la participation indivise de la compagnie dans certains éléments d'actif et de passif, produits et charges du secteur Amont, dont sa participation de 70,96 % dans la coentreprise Kearn et de 25 % dans la coentreprise Syncrude.

Produits

La compagnie vend généralement du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers et des produits chimiques en vertu d'ententes à court terme aux prix courants du marché. Dans certains cas, les produits peuvent être vendus en vertu d'ententes à long terme, comprenant des ajustements périodiques des prix pour tenir compte des conditions du marché.

Les revenus sont comptabilisés au montant que la compagnie s'attend à recevoir lorsque le client a pris le contrôle, en général lorsque le titre de propriété est transféré et que le client en assume les risques et les avantages. Les prix de certaines ventes sont fondés sur des indices de prix qui ne sont parfois pas disponibles avant la période suivante. Dans de tels cas, les prix estimés sont enregistrés lorsque la vente est comptabilisée et sont finalisés lorsque l'information définitive est disponible. Ces ajustements des revenus provenant des obligations de rendement satisfaites au cours des périodes précédentes ne sont pas importants. Le paiement des transactions de produits est habituellement dû dans les 30 jours.

Les revenus comprennent les sommes facturées aux clients pour l'expédition et la manutention. Les frais d'expédition et de manutention engagés jusqu'au point d'entreposage final avant la livraison au client sont portés au poste « Achats de pétrole brut et de produits », dans l'état consolidé des résultats. Les frais de livraison du point d'entreposage final au client sont comptabilisés à titre de charge de commercialisation au poste « Frais de vente et frais généraux ». La compagnie ne conclut pas d'ententes qui l'obligent à racheter ses produits, pas plus qu'elle n'accorde au client un droit de retour.

Les obligations futures de livraison de volumes qui ne sont pas satisfaites à la fin de la période doivent être remplies par la production ou les achats courants. Ces obligations de rendement sont fondées sur les prix courants au moment de la transaction et sont entièrement limitées en raison de la volatilité des prix courants.

Les opérations d'achat et de vente de marchandises auprès de la même contrepartie conclues en regard l'une de l'autre sont combinées et comptabilisées comme des échanges mesurés à la valeur comptable de l'élément vendu.

« Revenus » et « Comptes débiteurs » : la valeur « nette » comprend les revenus et les comptes débiteurs qui entrent dans le champ d'application de la *norme ASC 606 « Revenue from Contracts with Customers »* (Produits provenant de contrats avec des clients) et ceux qui en sont exclus. Les créances à long terme proviennent principalement des créances en dehors du champ d'application de la *norme ASC 606*. Les actifs sur contrats proviennent principalement des programmes d'aide à la commercialisation et ne sont pas importants. Les passifs au titre de contrats constituent principalement les paiements anticipés des clients et les régularisations des escomptes de volume attendus, et ne sont pas importants.

Taxes à la consommation

Les taxes à la consommation perçues par la compagnie sont exclues de l'état consolidé des résultats. Il s'agit principalement des taxes provinciales sur les carburants automobiles, de la taxe fédérale sur les produits et services et de la taxe de vente harmonisée fédérale-provinciale.

Produits dérivés

La compagnie peut avoir recours à des produits dérivés pour compenser le risque lié aux cours des marchandises, aux taux de change et aux taux d'intérêt découlant des actifs, des passifs, des engagements fermes, et des transactions prévues existants. Tous les produits dérivés, à l'exception de ceux désignés comme étant des achats et des ventes normaux, sont comptabilisés à leur juste valeur. Les actifs et passifs dérivés avec la même contrepartie sont compensés si le droit de compensation existe et si certains autres critères sont réunis. Les garanties à payer ou à recevoir sont compensées avec les actifs dérivés et les passifs dérivés, respectivement.

La comptabilisation et le classement du gain ou de la perte qui résulte de l'ajustement d'un dérivé à sa juste valeur dépendent de l'objet du dérivé. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des produits dérivés sont comptabilisés à la rubrique « Revenus » ou « Achats de pétrole brut et de produits » à l'état consolidé des résultats.

Juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait obtenu à la vente d'un actif ou déboursé pour transférer un passif lors d'une transaction ordonnée entre intervenants du marché. Les niveaux de hiérarchie 1, 2 et 3 sont des termes pour désigner la priorité des données dans les techniques d'évaluation servant à mesurer la juste valeur. Les données de niveau 1 sont les prix cotés sur les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques. Les données de niveau 2 sont des données sur les actifs ou passifs autres que les prix cotés de niveau 1, mais qui sont observables directement ou indirectement. Les données de niveau 3 sont des données qui ne sont pas observables sur le marché.

Stocks

Les stocks sont comptabilisés au coût ou à la valeur marchande courante, si celle-ci est inférieure. Le coût du pétrole brut et des produits est déterminé principalement selon la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS). La méthode DEPS a été préférée à la méthode du premier entré, premier sorti et à celle du coût moyen parce qu'elle permet de mieux rapprocher les coûts courants et les produits d'exploitation dégagés pour la période.

Le coût des stocks comprend les dépenses et autres charges, y compris l'amortissement, engagées directement et indirectement pour assurer leur conditionnement actuel et le lieu. Les frais de vente et les frais généraux sont inscrits à titre de frais imputables à la période en cours et exclus du coût des stocks. Les stocks de matériaux et de fournitures sont évalués à leur coût ou moins.

Investissements

La participation dans les actifs nets sous-jacents des filiales dont la compagnie n'a pas le contrôle, mais sur lesquelles elle exerce une influence importante, est comptabilisée à la valeur de consolidation. Cette

participation est comptabilisée au coût d'origine majoré de la quote-part de la compagnie dans le bénéfice depuis l'acquisition de la participation, déduction faite des dividendes touchés. La quote-part de la compagnie dans le bénéfice après impôts de ces placements est portée au poste « Revenus de placement et d'autres sources », dans l'état consolidé des résultats. Les placements en actions de sociétés autres que les filiales consolidées et les placements mises en équivalence sont mesurés à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans le bénéfice net. La compagnie suit une approche modifiée pour les actions de sociétés dont la juste valeur ne peut être facilement déterminée. Cette approche modifiée mesure les placements au coût moins la perte de valeur, s'il y a lieu, corrigés des changements découlant des variations de prix observables lors des transactions ordonnées pour des placements similaires du même émetteur. Les dividendes sont inclus dans « Revenus de placement et d'autres sources ».

Ces investissements représentent les participations dans des sociétés fermées de transport par pipeline et une coentreprise de chargement ferroviaire qui facilitent l'achat et la vente de liquides dans la conduite des activités de la compagnie. Les autres parties détenant une participation dans ces investissements partagent les risques et les avantages en proportion du pourcentage de leur participation. La compagnie n'investit pas dans ces placements dans le but de soustraire des passifs de son bilan.

Immobilisations corporelles

Base des coûts

Pour ses activités d'exploration et de production, la compagnie suit la méthode de la capitalisation du coût de la « recherche fructueuse ». Selon cette méthode, les coûts sont cumulés gisement par gisement. Les coûts à engager pour acheter, louer ou acquérir de quelque façon un gisement (non prouvé ou prouvé) sont capitalisés au moment où ils sont engagés. Le coût d'un forage d'exploration est comptabilisé comme un actif lorsque le forage révèle la présence de réserves suffisantes pour justifier la complétion d'un puits de production et que la compagnie réalise des progrès suffisants dans l'évaluation des réserves et de la viabilité économique et opérationnelle du projet. Les coûts des puits d'exploration ne répondant pas à ces critères sont passés en charges. Les autres dépenses d'exploration, y compris les coûts géophysiques et les loyers annuels des concessions, sont passées en charges à mesure qu'elles sont engagées. Les coûts de mise en valeur, y compris les coûts des puits producteurs et des puits secs mis en valeur, sont capitalisés.

Les intérêts débiteurs engagés pour financer les dépenses au cours de la phase de construction de projets sont capitalisés dans le coût historique de l'acquisition des immobilisations construites. La phase de construction du projet commence par la conception technique détaillée et s'achève quand l'immobilisation corporelle en question est prête à remplir sa vocation. Les intérêts débiteurs capitalisés sont inclus dans les immobilisations corporelles et sont amortis au cours de la durée de vie des éléments d'actif connexes.

Les frais d'entretien et de réparation, y compris les frais relatifs aux travaux de gros entretien planifié, sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Les améliorations qui prolongent la durée de vie utile d'un bien ou en accroissent le rendement sont capitalisées.

Dépréciation, épuisement et amortissement

La dépréciation, l'épuisement et l'amortissement sont principalement déterminés via la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production ou la méthode de l'amortissement linéaire, qui repose sur la durée de vie utile estimée de l'actif en tenant compte de l'obsolescence. L'amortissement et l'épuisement des actifs liés aux biens producteurs commencent au moment où la production devient régulière. L'amortissement des autres actifs commence au moment où l'actif est installé et prêt à servir. Les actifs en cours de construction ne sont ni amortis ni épuisables.

Les coûts d'acquisition des gisements prouvés sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement calculée à partir du total des volumes de réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel. Les coûts capitalisés de forage d'exploration et de mise en valeur associés à des biens d'extraction épuisables et productifs sont amortis en utilisant les taux d'amortissement proportionnel au rendement, qui sont basés sur la quantité de réserves prouvées mises en valeur de pétrole et de gaz qu'on estime pouvoir récupérer des installations existantes à l'aide des méthodes d'exploitation actuelles. Selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement de chaque gisement, les volumes de pétrole et de gaz naturel sont considérés comme étant produits lorsqu'ils ont été mesurés via des compteurs au point de transfert d'allocation ou au point

de transaction au niveau de la sortie du réservoir de stockage de la concession ou du gisement. Si la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production ne conduit pas à une allocation équitable des coûts sur la durée de vie utile d'un actif du secteur Amont, une autre méthode est utilisée. La méthode de l'amortissement linéaire est utilisée dans des situations bien précises, lorsque la durée de vie estimée de l'actif ne correspond raisonnablement pas aux réserves sous-jacentes. À titre d'exemple, certains actifs utilisés dans la production de pétrole et de gaz naturel disposent d'une durée de vie plus courte que les réserves, et à ce titre, la compagnie a recours à l'amortissement linéaire pour veiller à ce que l'actif soit totalement amorti à la fin de sa durée de vie utile. Les investissements dans des équipements lourds pour réseaux miniers et certaines unités de traitement des minerais pour les gisements de sables pétrolifères sont amortis selon la méthode linéaire sur une durée maximale de 15 ans et 50 ans, respectivement. Pour les autres immobilisations corporelles, l'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, sur leur durée de vie utile estimée.

Dans la mesure où les réserves prouvées pour un gisement sont substantiellement désinscrites et que ce gisement continue à produire de sorte que la charge d'amortissement qui en découle ne conduit pas à une allocation équitable des coûts sur la durée de vie prévue, les actifs seront amortis à l'aide de la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production sur la base des réserves déterminées au prix le plus récent de la SEC, ce qui permet d'obtenir une quantité plus importante de réserves prouvées, convenablement ajustée pour les variations de production et techniques.

Les investissements dans le matériel de raffinage et de traitement chimique sont généralement amortis selon la méthode linéaire sur 25 ans. Les frais d'entretien et de réparation, y compris les frais relatifs aux travaux de gros entretien planifié, sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Les rénovations et les aménagements majeurs sont capitalisés et les éléments d'actif remplacés sont mis hors service.

Évaluation de la dépréciation

La compagnie teste régulièrement la probabilité de récupération des actifs ou des groupes d'actifs dès lors que des événements ou des changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable risque d'être perdue.

Parmi les événements ou changements de situation qui pourraient indiquer que la valeur comptable d'un actif ou d'un groupe d'actifs risque d'être perdue figurent :

- Diminution significative de la valeur marchande d'un actif à long terme
- Changement défavorable significatif de la façon dont un actif est utilisé ou de son état physique, incluant une diminution significative du volume actuel/prévu d'une réserve de la compagnie
- Changement défavorable significatif de facteurs d'ordre juridique ou du contexte commercial pouvant affecter la valeur d'un actif, incluant une évaluation ou une action négative importante d'une autorité de réglementation
- Une accumulation de coûts d'un projet dépassant significativement le budget prévu
- Une perte d'exploitation pour une période en cours, combinée avec une série de pertes d'exploitation ou de flux de trésorerie négatifs pendant les dernières périodes et des prévisions négatives pour les prochaines périodes
- Une probabilité supérieure à 50 % qu'un actif à long terme sera vendu ou cédé autrement avant la fin de sa durée de vie utile précédemment estimée, avec une perte significative

La compagnie dispose d'un processus solide pour surveiller les indicateurs de dépréciation potentielle dans ses groupes d'actifs tout au long de l'année. Ce processus est conforme aux exigences des normes ASC 360 et ASC 932 et s'appuie en partie sur le cycle de planification et de budgétisation de la compagnie. L'analyse d'évaluation des actifs, les examens de la rentabilité et d'autres processus de contrôle périodique aident la compagnie à déterminer si des événements ou des changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable d'un de ses actifs risque d'être perdue.

Dans la mesure où la durée de vie de la grande majorité des principaux actifs de la compagnie est calculée en dizaines d'années, les flux de trésorerie futurs de ces actifs sont principalement basés sur les prix du pétrole et du gaz naturel, les marges sectorielles et les coûts de développement et de production sur le long terme. D'importantes réductions dans les perspectives de la compagnie au sujet des prix ou des marges pour le pétrole ou le gaz naturel, en particulier sur le long terme, ainsi que l'évolution des plans de mise en valeur, y

compris les décisions de reporter, de réduire ou d'éliminer des dépenses en immobilisations prévues, peuvent être autant d'indicateurs d'une dépréciation potentielle. D'autres événements ou changements aux circonstances, y compris les indicateurs de la *norme ASC 360*, peuvent également augurer une possible dépréciation.

De manière générale, la compagnie ne considère pas la baisse temporaire des prix ou des marges comme un signe de dépréciation. La direction est d'avis que les prix à long terme doivent suffire à produire des investissements dans l'approvisionnement énergétique pour répondre à la demande mondiale. Bien que les prix puissent parfois baisser considérablement, c'est plutôt les grands paramètres de l'augmentation ou de la diminution de l'offre par rapport à la demande qui déterminent les prix à long terme dans le secteur. Sur le plan de l'offre, la production industrielle des gisements matures est en déclin. Ce déclin est compensé par des investissements visant la production dans de nouvelles découvertes, le développement de gisements connus, les avancées techniques et l'amélioration de l'efficacité. Les activités d'investissement et les politiques de production de l'OPEP+ ont aussi des effets sur l'offre mondiale de pétrole. L'évolution de la demande est largement dépendante de la croissance de l'activité économique générale, des sources d'énergie de rechange et des niveaux de prospérité. Tout au long de la durée de vie de ses actifs majeurs, la compagnie s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz ainsi que les marges sectorielles affichent une importante volatilité. Par conséquent, ces actifs connaissent des périodes de bénéfice supérieur et de bénéfice inférieur, voire des pertes. Dans le cadre de l'évaluation visant à déterminer si les événements ou changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif risque d'être perdue, la compagnie tient compte des récentes périodes de pertes d'exploitation dans le cadre de ses perspectives à plus long terme sur les prix et les marges.

Dans le secteur Amont, la mesure normalisée des flux de trésorerie nets actualisés incluse dans les « Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz » doit utiliser les prix basés sur la moyenne annuelle des prix au premier jour du mois de l'exercice. Ces prix, qui représentent une mesure ponctuelle dans le temps, peuvent être supérieurs ou inférieurs aux hypothèses de prix de la compagnie utilisées pour les tests de dépréciation. La compagnie estime que la mesure normalisée ne fournit pas d'estimation fiable des futurs flux de trésorerie attendus qui découleront de la mise en valeur et de la production de ses gisements pétroliers et gaziers ou de la valeur de ses réserves de pétrole et de gaz. Par conséquent, elle estime que cette mesure n'est pas pertinente pour déterminer si des événements ou des changements de circonstances préconisent un test de dépréciation.

Perspectives mondiales et évaluation des flux de trésorerie

Le processus de planification et de budgétisation annuelles – le plan de la compagnie – est le mécanisme utilisé pour répartir les ressources (capital, dépenses en immobilisations et ressources humaines) à travers la compagnie. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande énergétiques à la base du plan de la compagnie sont d'abord fondées sur les *Perspectives mondiales* d'Exxon Mobil Corporation (les Perspectives), qui contiennent des prévisions de la demande et de l'offre basées sur une évaluation des tendances actuelles en matière de technologies, de politiques gouvernementales, de préférences des consommateurs, de géopolitique, de développement économique et d'autres facteurs.

Les Perspectives, qui tiennent compte de l'environnement politique mondial actuel, ne tentent pas de présenter des projections quant à l'ampleur de l'avancement et du déploiement futurs de politiques et de technologies nécessaires pour que le monde ou la compagnie atteignent la carboneutralité d'ici 2050. Au fil de leur apparition, les avancées politiques et technologiques seront intégrées aux Perspectives et les plans d'entreprise de la compagnie seront mis à jour en conséquence.

Si les événements ou les changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable d'un actif risque d'être perdue, la compagnie évalue les flux de trésorerie futurs non actualisés des biens en question pour déterminer la possibilité d'en recouvrer la valeur comptable. Pour effectuer cette évaluation, les actifs sont regroupés au niveau le plus bas pour lequel il existe des flux de trésorerie identifiables et largement indépendants des flux de trésorerie des autres groupes d'actifs. Les flux de trésorerie employés dans les évaluations de probabilité de récupération sont basés sur les hypothèses établies dans le plan de la compagnie, lequel est examiné et approuvé par le conseil d'administration, et sont conformes aux critères de gestion utilisés pour évaluer les possibilités d'investissement. Ces évaluations se fondent sur les hypothèses émises par la compagnie concernant l'allocation de capitaux futurs, les prix du pétrole et du gaz naturel, y compris les écarts de prix, les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les volumes, les coûts de développement et de production, y compris les prix des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les taux de change des devises. Les quantités annuelles sont fondées sur les profils de production des gisements (débit ou ventes). L'estimation par la direction des volumes de production en amont utilisés pour les flux de trésorerie projetés fait appel à des quantités de réserves prouvées et peut inclure des quantités de réserves non prouvées ajustées en fonction du risque. Les prix des émissions de gaz à effet de serre reflètent les actions politiques actuelles ou prévues des gouvernements fédéral et provinciaux compétents.

Juste valeur des actifs dépréciés

Un groupe d'actifs subit une dépréciation si les flux de trésorerie futurs estimés non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable du groupe. Les dépréciations correspondent à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur la juste valeur. L'évaluation de la juste valeur est basée sur les opinions d'un intervenant du marché probable. Les principaux paramètres utilisés pour établir la juste valeur comprennent des estimations des valeurs de superficie et des mesures de la production des puits de production tirées de transactions comparables du marché, des estimations fondées sur le marché des ratios cours-flux de trésorerie dans le temps ainsi que des flux de trésorerie actualisés. Les données et les hypothèses utilisées dans les modèles de flux de trésorerie actualisés comprennent des estimations des volumes de production futurs, la production et les volumes de ventes de produits, les prix des produits de base (comparables avec la moyenne établie par les experts industriels tiers et les agences gouvernementales), les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les coûts de forage et de mise en valeur, les coûts d'exploitation et les taux d'actualisation, qui reflètent les caractéristiques du groupe d'actifs.

Autres estimations de dépréciation

Les gisements non prouvés sont évalués périodiquement pour déterminer s'ils se sont dépréciés. Les gisements importants non prouvés font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés sont inscrites sur la base des plans de développement futurs de la compagnie, de la probabilité économique de succès estimée et de la durée pour laquelle la compagnie compte conserver les gisements. Les biens individuellement moins importants sont regroupés et amortis en fonction des risques liés à la mise en valeur et de la période de détention moyenne.

Les actifs à long terme retenus pour leur vente sont évalués pour déterminer leur dépréciation éventuelle en comparant leur valeur comptable à leur juste valeur, moins le coût de vente. Si la valeur comptable nette est supérieure à la juste valeur moins le coût de vente, l'actif est considéré déprécié et la valeur la plus basse lui est attribuée. Les gains sur la vente de gisements prouvés et non prouvés sont comptabilisés uniquement lorsqu'il n'existe pas d'incertitude sur la récupération des coûts applicables relativement aux intérêts retenus ni d'obligation substantielle de rendement futur de la part de la compagnie.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux

La compagnie a des obligations liées à la mise hors service de certaines immobilisations. La juste valeur de ces obligations est enregistrée comme passif sur une base actualisée, habituellement lorsque les actifs en question sont installés. Dans l'estimation de la juste valeur, la compagnie formule des hypothèses et porte des jugements concernant certains facteurs tels que l'existence d'obligations juridiques liées à la mise hors service d'immobilisations, les évaluations techniques des actifs, les montants et les délais estimés des règlements, les taux d'actualisation ainsi que les taux d'inflation. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations imputées pour l'exercice étaient des évaluations de la juste valeur de Niveau 3. Les coûts associés à ces passifs sont capitalisés dans les immobilisations en question et amortis au fur et à mesure que les réserves sont exploitées. Avec le temps, les passifs sont ajustés de manière à rendre compte de la variation de leur valeur actualisée.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour les secteurs Aval et Produits chimiques deviennent généralement fermes quand les installations sont fermées définitivement et démontées. Ces obligations peuvent comprendre les frais de sortie d'actifs et des travaux supplémentaires d'assainissement des sols. Toutefois, ces sites ont généralement une durée de vie indéterminée basée sur les plans de poursuite des activités et, par conséquent, la juste valeur des obligations juridiques conditionnelles ne peut être mesurée, car il est impossible d'en estimer les dates de règlement. La note 5 aux états financiers consolidés contient un tableau de continuité sur trois ans décrivant en détail l'évolution des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

La compagnie enregistre des passifs environnementaux lorsqu'il est probable que des obligations ont été contractées et que le montant peut raisonnablement en être estimé. Les provisions pour passifs environnementaux sont établies à partir du coût estimatif des travaux d'ingénierie, compte tenu de la méthode envisagée et de l'ampleur des travaux de restauration prévus, conformément aux exigences réglementaires, de la technologie existante et de la vocation éventuelle des lieux. Ces provisions ne sont pas réduites par de possibles récupérations auprès de tiers et les décaissements prévus ne sont pas actualisés.

Conversions de devises

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises ont été convertis aux taux de change en vigueur au 31 décembre. Les gains et pertes de change sont constatés dans les résultats.

2. Secteurs d'activités

La compagnie exerce ses activités au Canada et ses secteurs faisant l'objet de déclarations séparées sont les fonctions Amont, Aval et Produits chimiques. Les facteurs servant à distinguer les secteurs faisant l'objet de déclarations séparées dépendent de la nature des activités exercées par chaque secteur et de la structure de l'organisation interne de la compagnie. Le secteur Amont est organisé et exploité en vue de la prospection et de la production de pétrole brut et de ses équivalents ainsi que de gaz naturel. Quant au secteur Aval, il est organisé et exploité en vue de la transformation du pétrole brut en produits pétroliers et de la distribution et de la commercialisation de ces produits. Le secteur Produits chimiques est organisé et exploité en vue de la fabrication et de la commercialisation de produits tirés des hydrocarbures et de produits chimiques. Cette sectorisation de l'activité est une pratique de longue date de la compagnie, largement répandue dans les industries pétrolière et pétrochimique.

La catégorie des comptes non sectoriels et autres comprend principalement les actifs et les passifs ne se rapportant pas spécifiquement aux segments commerciaux, tels que l'encaisse, les intérêts débiteurs capitalisés, les emprunts à court terme, la dette et le passif à long terme liés à la rémunération incitative ainsi que le passif au titre de la retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite. Les effets du bénéfice net sous la rubrique Comptes non sectoriels et autres tiennent compte principalement des frais de financement sur la dette, des coûts de gouvernance, des dépenses associées à la retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite, des charges de rémunération incitative à base d'actions et des intérêts créditeurs.

Les méthodes comptables s'appliquant aux informations sectorielles sont identiques à celles qui sont décrites dans la note 1 « Résumé des principales politiques comptables ». Les charges d'exploitation liées aux secteurs Amont, Aval et Produits chimiques comprennent des sommes réparties provenant de comptes non sectoriels et autres. La répartition repose sur le prorata des charges d'exploitation. Les cessions d'actifs intersectorielles sont inscrites à la valeur comptable. Les ventes intersectorielles sont conclues pour l'essentiel aux prix courants. Les actifs et les passifs qui ne sont pas associés à un secteur en particulier sont répartis selon leur nature.

en millions de dollars canadiens	Secteur Amont			Secteur Aval			Produits chimiques		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Produits et autres revenus									
Produits (a) (b)	222	494	5 863	49 241	57 466	30 207	1 239	1 453	1 438
Ventes intersectorielles (c)	16 274	19 135	9 956	6 509	7 476	4 520	342	523	319
Revenus de placement et d'autres sources (notes 8, 18)	16	135	12	108	43	59	—	—	1
	16 512	19 764	15 831	55 858	64 985	34 786	1 581	1 976	1 758
Dépenses									
Exploration (note 15)	5	5	32	—	—	—	—	—	—
Achats de pétrole brut et de produits (c) (note 11)	6 636	7 971	7 492	47 886	55 569	29 505	997	1 330	966
Production et fabrication	4 917	5 491	4 661	1 702	1 640	1 445	260	273	210
Frais de vente et frais généraux	—	—	—	693	653	572	89	85	90
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	—	—	—	2 399	2 177	1 928	3	2	—
Dépréciation et épuisement	1 680	1 673	1 775	183	179	158	15	18	18
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Financement (note 12)	7	5	15	—	1	—	—	—	—
Total des dépenses	13 245	15 145	13 975	52 863	60 219	33 608	1 364	1 708	1 284
Bénéfice (perte) avant impôts (note 11)	3 267	4 619	1 856	2 995	4 766	1 178	217	268	474
Charge (économie) d'impôts (note 3)	755	974	461	694	1 144	283	53	64	113
Bénéfice (perte) net (c) (note 11)	2 512	3 645	1 395	2 301	3 622	895	164	204	361
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (c)	3 100	5 834	4 913	608	4 415	179	53	276	421
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (d)	1 108	1 128	632	472	295	476	23	10	8
Immobilisations corporelles									
Coût	46 776	45 784	48 200	7 368	6 926	6 772	1 018	995	984
Amortissement cumulé et épuisement	(19 936)	(18 835)	(20 389)	(4 301)	(4 143)	(4 096)	(757)	(741)	(721)
Immobilisations corporelles, montant net (e)	26 840	26 949	27 811	3 067	2 783	2 676	261	254	263
Total de l'actif (c)	28 718	28 830	29 416	10 114	9 277	7 945	475	491	474

en millions de dollars canadiens	Comptes non sectoriels et autres			Éliminations			Chiffres consolidés		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Produits et autres revenus									
Produits (a) (b)	—	—	—	—	—	—	50 702	59 413	37 508
Ventes intersectorielles (c)	—	—	—	(23 125)	(27 134)	(14 795)	—	—	—
Revenus de placement et d'autres sources (notes 8, 18)	143	79	10	—	—	—	267	257	82
	143	79	10	(23 125)	(27 134)	(14 795)	50 969	59 670	37 590
Dépenses									
Exploration (note 15)	—	—	—	—	—	—	5	5	32
Achats de pétrole brut et de produits (c) (note 11)	—	—	—	(23 120)	(27 128)	(14 789)	32 399	37 742	23 174
Production et fabrication	—	—	—	—	—	—	6 879	7 404	6 316
Frais de vente et frais généraux	80	150	128	(5)	(6)	(6)	857	882	784
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	—	—	—	—	—	—	2 402	2 179	1 928
Dépréciation et épuisement	29	27	26	—	—	—	1 907	1 897	1 977
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	82	17	42	—	—	—	82	17	42
Financement (note 12)	62	54	39	—	—	—	69	60	54
Total des dépenses	253	248	235	(23 125)	(27 134)	(14 795)	44 600	50 186	34 307
Bénéfice (perte) avant impôts (note 11)	(110)	(169)	(225)	—	—	—	6 369	9 484	3 283
Charge (économie) d'impôts (note 3)	(22)	(38)	(53)	—	—	—	1 480	2 144	804
Bénéfice (perte) net (c) (note 11)	(88)	(131)	(172)	—	—	—	4 889	7 340	2 479
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (c)	(37)	(59)	(47)	10	16	10	3 734	10 482	5 476
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (d)	175	57	24	—	—	—	1 778	1 490	1 140
Immobilisations corporelles									
Coût	1 038	863	806	—	—	—	56 200	54 568	56 762
Amortissement cumulé et épuisement	(371)	(343)	(316)	—	—	—	(25 365)	(24 062)	(25 522)
Immobilisations corporelles, montant net (e)	667	520	490	—	—	—	30 835	30 506	31 240
Total de l'actif (c)	2 366	5 312	3 196	(474)	(386)	(249)	41 199	43 524	40 782

- (a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 8 982 millions de dollars (12 394 millions de dollars en 2022, 7 228 millions de dollars en 2021).
- (b) Les produits comprennent à la fois les produits qui entrent dans le champ d'application de la norme ASC 606 et ceux qui en sont exclus. Créances clients dans les « comptes débiteurs » : la valeur nette déclarée dans le bilan consolidé comprend à la fois les créances qui entrent dans le champ d'application de la norme ASC 606 et celles qui en sont exclues. Les produits et les créances exclus du champ d'application de la norme ASC 606 se rapportent principalement à des contrats de marchandises considérées comme des produits dérivés qui ont été réglés par livraison physique. Les modalités contractuelles, la qualité du crédit et le type de client sont généralement similaires entre les contrats entrant dans le champ d'application de la norme ASC 606 et ceux qui n'en font pas partie.

Produits

en millions de dollars canadiens

	2023	2022	2021
Revenus provenant de contrats avec les clients	44 465	52 265	34 275
Produits exclus du champ d'application de la norme ASC 606	6 237	7 148	3 233
Total	50 702	59 413	37 508

- (c) En 2021, le secteur Aval a acheté une partie des stocks de pétrole brut du secteur Amont pour 444 millions de dollars. Il n'y a eu aucune incidence sur les bénéfices et les effets de la transaction ont été éliminés aux fins de consolidation.
- (d) Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les ajouts aux immobilisations corporelles, les ajouts aux contrats de location-financement, les investissements additionnels et les acquisitions ainsi que la part de la compagnie des coûts similaires dans des entreprises dont elle est actionnaire. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration excluent l'achat de crédits de carbone.
- (e) Comprend des immobilisations corporelles en cours de construction de 3 251 millions de dollars (2 676 millions de dollars en 2022, 2 348 millions de dollars en 2021).

3. Impôts sur le bénéfice

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Charge (économie) d'impôts exigibles	1 556	2 228	711
Passif (économie) d'impôts futurs	(76)	(84)	93
Total de la charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	1 480	2 144	804
Taux d'imposition des sociétés prévu par la loi (en pourcentage)	24,1	24,1	24,0
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :			
Autres (a)	(0,9)	(1,5)	0,5
Taux d'imposition effectif (en pourcentage)	23,2	22,6	24,5

- (a) Les autres diminutions sont principalement liées aux ajustements des années précédentes, aux cessions, aux crédits d'impôt à l'investissement et aux réévaluations. En 2022, la vente par la compagnie de ses intérêts dans XTO Energy Canada a réduit le taux d'imposition effectif de 1,3 pour cent.

La charge d'impôts futurs représente l'écart entre les valeurs comptable et fiscale de l'actif et du passif. Cet écart est réévalué à la fin de chaque exercice selon les taux d'imposition et les lois fiscales qui devraient s'appliquer quand cet écart sera matérialisé ou réglé. Au 31 décembre, les composantes du passif et de l'actif d'impôts futurs s'établissaient comme suit :

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Dépréciation et amortissement	5 366	5 388	5 284
Forages fructueux et achats de terrains	237	236	331
Prestations de retraite et avantages sociaux	(168)	(105)	(303)
Restauration des lieux	(655)	(529)	(418)
Intérêts capitalisés	155	127	120
Évaluation des stocks selon la méthode DEPS	(406)	(454)	(413)
Reports de perte fiscale	(69)	(84)	(42)
Provision pour moins-value	69	73	—
Autres	(60)	(53)	(101)
Passif d'impôts futurs – Montant net	4 469	4 599	4 458

Économies d'impôts non comptabilisées

Les économies d'impôt non comptabilisées reflètent la différence entre les positions prises ou qui devraient être prises dans les déclarations fiscales et les montants constatés dans les états financiers.

Le tableau qui suit résume les informations sur la variation du montant des économies d'impôt non comptabilisées :

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Solde au 1 ^{er} janvier	60	47	36
Ajouts au titre de la position fiscale de l'exercice en cours	7	12	16
Ajouts au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	—	10	—
Règlements avec les autorités fiscales	(20)	(9)	(5)
Solde au 31 décembre	47	60	47

Les soldes des économies d'impôt non comptabilisées illustrés ci-dessus sont principalement associés à des positions fiscales qui réduiraient le taux d'imposition effectif de la compagnie si ces positions étaient favorablement réglées. En général, le règlement défavorable de ces positions fiscales n'augmenterait pas le taux d'imposition effectif. Les variations d'économies d'impôt non comptabilisées en 2023, 2022 et 2021 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net et les flux de trésorerie de la compagnie. Les déclarations de revenus de la compagnie de 2018 à 2023 sont sujettes à examen par les autorités fiscales. Les déclarations fiscales de 2009 à 2017 sont exposées à des objections et sont par conséquent sujettes à examen par les autorités fiscales. L'Agence du revenu du Canada a apporté certains ajustements aux déclarations de la compagnie. La direction a évalué ces ajustements et conteste formellement les points sur lesquels la compagnie n'est pas d'accord. Nombre de ces questions en suspens ne seront pas résolues avant 2024. L'incidence de ces questions sur les économies d'impôt non comptabilisées et sur le taux d'imposition effectif ne devrait pas être importante.

Il faudra de nombreuses années pour que ces positions fiscales aboutissent à un règlement. Il est difficile de prédire le moment où des positions fiscales données feront l'objet d'un règlement, puisque ce moment échappe en partie au contrôle de la compagnie.

La compagnie classe les intérêts sur les soldes liés aux impôts sur les bénéficiaires dans les intérêts débiteurs ou créditeurs et les pénalités fiscales dans les charges d'exploitation.

Les économies d'impôts non comptabilisées ne sont pas classées dans les engagements futurs, car la compagnie ne s'attend pas à ce que leur règlement final ait une incidence sur la trésorerie, étant donné qu'elle a déposé des fonds suffisants auprès de l'Agence du revenu du Canada.

4. Avantages de retraite

Les avantages de retraite auxquels ont droit la quasi-totalité des employés retraités et leurs conjoints survivants comprennent les prestations de retraite et certains avantages au titre des régimes de soins de santé et d'assurance-vie. Pour faire face à ses engagements, la compagnie capitalise des régimes de retraite agréés et paie directement les prestations supplémentaires non capitalisées aux prestataires.

Les régimes de retraite sont constitués principalement de régimes à prestations déterminées financés par la compagnie et fondés sur les années de service et la moyenne des salaires de fin de carrière. La compagnie partage le coût des régimes de soins de santé et d'assurance-vie. Les obligations de la compagnie sont établies selon une méthode d'évaluation des prestations qui tient compte des états de service des employés à ce jour et du niveau actuel des salaires ainsi que de la projection des salaires jusqu'à la retraite.

Les charges et obligations contractées au titre des régimes capitalisés et non capitalisés sont calculées selon les principes actuariels reconnus et les PCGR des États-Unis. La méthode de calcul des charges de retraite et des obligations s'y rattachant se fonde sur certaines hypothèses à long terme concernant les taux d'actualisation, de rendement de l'actif du régime et d'augmentation salariale. L'obligation et la charge de retraite peuvent varier considérablement si l'on modifie les hypothèses retenues pour estimer l'obligation et le rendement attendu de l'actif des régimes.

Les obligations de la compagnie au titre des prestations et les actifs du régime liés aux régimes à prestations déterminées sont calculés au 31 décembre.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022
Hypothèses retenues pour déterminer l'obligation au titre des prestations au 31 décembre (pourcentage)				
Taux d'actualisation	4,60	5,10	4,60	5,10
Augmentation de la rémunération à long terme	4,00	4,00	4,00	4,00

en millions de dollars canadiens

Variation de l'obligation au titre des prestations

Obligation au titre des prestations au 1 ^{er} janvier	7 374	9 850	589	818
Coût des services	162	280	12	23
Intérêts débiteurs	373	295	28	24
Pertes (gains) actuarielles (a)	514	(2 528)	(14)	(248)
Modifications	184	—	—	—
Prestations versées (b)	(453)	(523)	(34)	(28)
Obligation au titre des prestations au 31 décembre	8 154	7 374	581	589
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre	7 449	6 820		

(a) Pertes (gains) actuariels attribuables principalement à la variation du taux d'actualisation en fin d'exercice et aux salaires.

(b) Prestations versées au titre des régimes capitalisés et non capitalisés.

Le taux d'actualisation aux fins du calcul du passif au titre du régime d'avantages complémentaires de retraite en fin d'exercice est déterminé à l'aide de la courbe de taux au comptant recommandée par l'Institut canadien des actuaires pour les obligations de sociétés canadiennes à long terme de qualité supérieure assorties d'une échéance (ou durée) moyenne qui est proche de celle du passif. Pour la mesure de l'obligation cumulée au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, les taux tendanciels supposés des coûts de soins de santé commencent à 5,80 % en 2024 et diminuent progressivement jusqu'à 3,57 % en 2043 et au-delà.

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022
Variation de l'actif des régimes				
Juste valeur au 1 ^{er} janvier	7 541	9 440		
Rendement (perte) réel	785	(1 594)		
Cotisations de la compagnie	148	174		
Prestations versées (a)	(420)	(479)		
Juste valeur au 31 décembre	8 054	7 541		
Excédent (insuffisance) des actifs du régime par rapport à l'obligation aux titres des prestations projetées au 31 décembre				
Régimes capitalisés	335	543		
Régimes non capitalisés	(435)	(376)	(581)	(589)
Total (b)	(100)	167	(581)	(589)

(a) Prestations versées au titre des régimes capitalisés uniquement.

(b) Juste valeur de l'actif, moins l'obligation au titre des prestations projetées indiquée ci-dessus.

Le financement des régimes de retraite agréés se conforme aux règlements fédéraux et provinciaux en matière de retraite et la compagnie cotise à ces régimes suivant les besoins établis par une évaluation actuarielle indépendante. Conformément à la recommandation officielle relative à la comptabilisation des régimes à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, l'état surcapitalisé ou sous capitalisé des avantages complémentaires de retraite a été comptabilisé comme un actif ou un passif dans le bilan consolidé, et les changements apportés à la capitalisation ont été comptabilisés au poste Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice au cours duquel ils ont eu lieu.

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022
Les montants comptabilisés au bilan consolidé sont constitués de ce qui suit :				
Autres éléments d'actif, y compris les immobilisations incorporelles – montant net	335	543	—	—
Passifs à court terme	(34)	(35)	(28)	(28)
Autres obligations à long terme	(401)	(341)	(553)	(561)
Total comptabilisé	(100)	167	(581)	(589)
Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu comprennent :				
Pertes (gains) actuariels – Montant net	724	666	(89)	(84)
Coût des services passés	400	235	—	—
Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	1 124	901	(89)	(84)

La compagnie détermine le taux de rendement prévu à long terme en formulant des hypothèses sur le rendement à long terme cible de chaque catégorie d'actif, en tenant compte de facteurs comme le rendement réel prévu de la catégorie d'actifs considérée et l'inflation. Un taux de rendement à long terme unique est ensuite établi à partir de la moyenne pondérée de la répartition cible de l'actif et de l'hypothèse relative au rendement à long terme de chaque catégorie d'actif. En 2023, le taux de rendement à long terme prévu qui a servi au calcul des charges de retraite a été de 4,8 % contre des rendements réels de 5,7 % et de 6,1 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans respectivement, terminées le 31 décembre 2023.

	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Hypothèses utilisées pour déterminer le coût net des prestations constituées des exercices clos le 31 décembre (en pourcentage)						
Taux d'actualisation	5,10	3,00	2,50	5,10	3,00	2,50
Rendement à long terme de l'actif des régimes	4,80	4,30	4,50	—	—	—
Augmentation de la rémunération à long terme	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00

en millions de dollars canadiens

Composantes du coût net des prestations constituées

Coût des services	162	280	324	12	23	28
Intérêts débiteurs	373	295	271	28	24	22
Rendement prévu de l'actif des régimes	(373)	(412)	(427)	—	—	—
Amortissement du coût des services passés	19	17	17	—	—	—
Amortissement des pertes (gains) actuariels	44	84	143	(9)	9	16
Coût net des prestations constituées de l'exercice	225	264	328	31	56	66

Variation des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu

Pertes (gains) actuariels – Montant net	102	(522)	(817)	(14)	(248)	(83)
Amortissement des pertes (gains) nets actuariels inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(44)	(84)	(143)	9	(9)	(16)
Coût des services passés	184	—	—	—	—	—
Amortissement du coût des services passés inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(19)	(17)	(17)	—	—	—
Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	223	(623)	(977)	(5)	(257)	(99)
Total comptabilisé dans le coût net des prestations constituées de l'exercice et autres éléments du résultat étendu, avant impôts	448	(359)	(649)	26	(201)	(33)

Le coût des régimes à cotisations déterminées, principalement le régime d'épargne des employés, s'est élevé à 44 millions de dollars en 2023 (43 millions de dollars en 2022, 47 millions de dollars en 2021).

Le tableau ci-dessous présente le sommaire de la variation du cumul des autres éléments du résultat étendu :

en millions de dollars canadiens	Total des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite		
	2023	2022	2021
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	(218)	880	1 076
Crédit (charge) d'impôts reportés (note 17)	53	(215)	(264)
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, après impôts	(165)	665	812

La stratégie de placement de la compagnie pour l'actif du régime repose sur une vision à long terme, une évaluation prudente des risques inhérents aux actifs et au passif du régime et une large diversification visant à réduire le risque sur l'ensemble du portefeuille. Les actifs du régime de retraite sont investis principalement dans des fonds d'actions mondiales à gestion passive et des fonds indicels à revenu fixe canadiens pour diversifier les risques tout en réduisant les coûts. Les fonds à revenu fixe sont investis principalement dans des titres de créance de sociétés de première qualité et gouvernementaux dont la sensibilité aux taux d'intérêt se rapproche de celle du passif des régimes. La répartition cible de l'actif des régimes de retraite est examinée périodiquement et établie sur la base de considérations comme le risque, la diversification et la liquidité. La répartition cible de l'actif pour les titres de participation est de 30 %, le solde restant étant investi dans des titres de participation à revenu fixe.

Les niveaux d'évaluation de la juste valeur sont des termes comptables qui désignent les différentes méthodes d'évaluation des actifs. Ces termes ne désignent pas le risque relatif ni la qualité de crédit d'un investissement.

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2023, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

en millions de dollars canadiens	Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2023 selon :				Valeur nette des actifs
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Catégorie d'actif					
Actions					
Canadiennes	—				—
Internationales	2 347				2 347
Titres de créance canadiens					
Sociétés	1 193				1 193
Gouvernements	4 251				4 251
Adossés à des actifs	—				—
Autres	5				5
Partenariats de capital de risque	124				124
Immobilier	93				93
Trésorerie	41	7			34
Total des actifs du régime à la juste valeur	8 054	7			8 047

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2022, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

en millions de dollars canadiens	Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2022 selon :				Valeur nette des actifs
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Catégorie d'actif					
Actions					
Canadiennes	96				96
Internationales	2 215				2 215
Titres de créance canadiens					
Sociétés	1 156				1 156
Gouvernements	3 842				3 842
Adossés à des actifs	2				2
Partenariats de capital de risque	199				199
Trésorerie	31	10			21
Total des actifs du régime à la juste valeur	7 541	10			7 531

Le tableau ci-dessous présente un sommaire des régimes de retraite dont l'obligation au titre des prestations constituées et l'obligation au titre des prestations projetées sont supérieures à l'actif du régime.

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite	
	2023	2022
Régimes de retraite capitalisés dont l'obligation au titre des prestations projetées est supérieure à l'actif du régime : (a)		
Obligation au titre des prestations projetées	—	—
Juste valeur de l'actif des régimes	—	—
Obligation au titre des prestations projetées, déduction faite de la juste valeur de l'actif du régime	—	—
Régimes de retraite non capitalisés couverts par les réserves comptables :		
Obligation au titre des prestations projetées	435	376
Obligation au titre des prestations constituées	395	353

(a) En 2023 et 2022, la juste valeur de l'actif des régimes a dépassé l'obligation au titre des prestations projetées tant pour le régime de retraite financé par la compagnie que pour la part proportionnelle de la compagnie dans une coentreprise.

Flux de trésorerie

Paiements de prestations prévus en :

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite	Avantages
		complémentaires de retraite
2024	490	29
2025	490	29
2026	490	29
2027	490	29
2028	490	30
2029 - 2033	2 450	154

Pour l'exercice 2024, la compagnie compte cotiser environ 150 millions de dollars en trésorerie à ses régimes de retraite.

5. Autres obligations à long terme

en millions de dollars canadiens	2023	2022
Avantages de retraite des employés (a) (note 4)	954	902
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b) (c)	2 564	2 150
Passif au titre de la rémunération à base d'actions (note 7)	90	101
Passif au titre des contrats de location-exploitation (note 13)	111	151
Autres obligations	132	163
Total des autres obligations à long terme	3 851	3 467

- (a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprenaient aussi 62 millions de dollars à titre de passif à court terme (63 millions de dollars en 2022).
- (b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprenaient aussi 235 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (116 millions de dollars en 2022).
- (c) En 2023, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ont été actualisées au taux de 6 % (6 % en 2022). Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations imputées pour l'exercice étaient des évaluations de la juste valeur de niveau 3.

Le tableau ci-après résume l'activité ayant trait au passif au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations :

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Solde au 1 ^{er} janvier	2 178	1 721	1 674
Ajouts (déductions)	471	415	6
Charge de désactualisation	132	101	99
Règlement	(78)	(59)	(58)
Solde au 31 décembre	2 703	2 178	1 721

Les paiements au comptant estimés au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations s'élèvent à 169 millions de dollars pour 2024 et à 162 millions de dollars pour 2025.

6. Instruments financiers et produits dérivés

Instruments financiers

La juste valeur des instruments financiers de la compagnie est déterminée en fonction de diverses données du marché et d'autres techniques d'évaluation pertinentes. Il n'y a pas de différence importante entre la juste valeur des instruments financiers de la compagnie et la valeur comptable inscrite aux livres. Au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022, la juste valeur de la dette à long terme (3 447 millions de dollars, excluant les obligations de location-financement) était principalement une mesure de niveau 2.

Produits dérivés

La taille de la compagnie, sa solide situation financière et la nature complémentaire de ses secteurs d'activité réduisent pour la compagnie dans son ensemble les risques liés aux fluctuations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. En outre, la compagnie utilise des contrats sur marchandises, y compris des produits dérivés, pour gérer le risque lié au cours des matières premières et pour générer des rendements à partir de ses activités de négociation. Les contrats de marchandises détenus aux fins de négociation sont présentés sur une base nette dans l'état consolidé des résultats, au poste « Produits » et dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la compagnie, au poste « Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ». La compagnie ne désigne pas les produits dérivés comme couverture aux fins de la comptabilité de couverture.

Le risque de crédit associé à la position sur produits dérivés de la compagnie est atténué par plusieurs facteurs, notamment l'utilisation de bourses de compensation de produits dérivés, la qualité des contreparties et les limites financières imposées aux contreparties de produits dérivés. La compagnie maintient un système de contrôle comprenant l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur des produits dérivés.

Au 31 décembre, la position acheteur/(vendeur) nette notionnelle des produits dérivés était la suivante :

en milliers de barils	2023	2022
Pétrole brut	(4 450)	1 800
Produits	(490)	(350)

Le gain ou la perte réalisé(e) et non réalisé(e) sur les produits dérivés constaté(e) à l'état consolidé des résultats est inclus(e) dans les postes suivants, avant impôts :

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Produits	(5)	148	(46)
Achats de pétrole brut et de produits	—	—	(33)
Total	(5)	148	(79)

La juste valeur estimative des produits dérivés ainsi que le niveau de hiérarchie correspondant pour l'évaluation de la juste étaient les suivants :

Au 31 décembre 2023
en millions de dollars canadiens

	Juste valeur				Incidence de la compensation de contreparties	Incidence de la compensation de garanties de contreparties	Valeur comptable nette
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total			
Actifs							
Actifs dérivés(a)	28	18	—	46	(16)	(12)	18
Passif							
Passifs dérivés (b)	16	31	—	47	(16)	—	31

(a) Compris au poste du bilan consolidé « Matières, fournitures et charges payées d'avance », « Comptes débiteurs – montant net » et « Autres éléments d'actif, y compris les immobilisations incorporelles – montant net ».

(b) Compris au poste du bilan consolidé « Comptes créditeurs et charges à payer » et « Autres obligations à long terme ».

Au 31 décembre 2022
en millions de dollars canadiens

	Juste valeur				Incidence de la compensation de contreparties	Incidence de la compensation de garanties de contreparties	Valeur comptable nette
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total			
Actifs							
Actifs dérivés (a)	17	32	—	49	(27)	—	22
Passif							
Passifs dérivés (b)	21	20	—	41	(27)	(4)	10

(a) Compris au poste du bilan consolidé « Matières, fournitures et charges payées d'avance », « Comptes débiteurs – montant net » et « Autres éléments d'actif, y compris les immobilisations incorporelles – montant net ».

(b) Compris au poste du bilan consolidé « Comptes créditeurs et charges à payer » et « Autres obligations à long terme ».

Au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022, la compagnie avait 24 millions de dollars et 14 millions de dollars de garanties, respectivement, dans le cadre d'un accord général de compensation, principalement en raison d'exigences en matière de dépôt de garantie, qui n'étaient pas compensées par des produits dérivés figurant au bilan consolidé sous « Comptes débiteurs – montant net ».

7. Programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions

Les régimes de rémunération et d'intéressement à base d'actions visent à retenir certains employés, à récompenser leur rendement élevé et à encourager l'apport individuel à l'amélioration soutenue du rendement de la compagnie et de la valeur actionnariale à long terme. Les administrateurs non salariés participent également aux programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions.

Unités d'actions non acquises et unités d'actions à dividende différé

Aux termes du régime d'unités d'actions non acquises, chaque unité donne à son bénéficiaire le droit conditionnel de recevoir de la compagnie, à l'acquisition, un montant équivalant à la valeur d'une action ordinaire de la compagnie, selon la moyenne des cours de clôture des actions ordinaires de la compagnie à la Bourse de Toronto sur les cinq jours précédant immédiatement et incluant la date d'exercice. Dans la majorité des cas, 50 % des unités sont acquises au troisième anniversaire de la date de leur attribution, le reste étant exercé au septième anniversaire de la date d'attribution. Certains participants cadres, professionnels et techniques recevront des attributions accordées qui sont acquises à 100 pour cent après trois ans. La compagnie peut également émettre au président du conseil, président et directeur général des unités dont 50 % peuvent être acquises au cinquième anniversaire de la date d'attribution et le reste au dixième anniversaire de la date d'attribution, exception faite des unités attribuées avant 2020, pour lesquelles l'acquisition de la portion du dixième anniversaire est repoussée à la date de la retraite du bénéficiaire si celle-ci est prise au-delà du dixième anniversaire de la date d'attribution.

Le régime d'unités d'actions à dividende différé est offert aux administrateurs non salariés. Les administrateurs non salariés peuvent choisir de toucher la totalité ou une partie de leurs jetons de présence admissibles sous cette forme. Le nombre d'unités attribuées à la fin de chaque trimestre civil correspond à la valeur des jetons de présence de l'administrateur non salarié pour ce trimestre qu'il a choisi de recevoir sous forme d'unités d'actions à dividende différé, divisé par la moyenne des cours de clôture des actions de la compagnie pour les cinq jours de bourse consécutifs (la « moyenne des cours de clôture des actions ») précédant le dernier jour du trimestre civil. Des unités additionnelles sont attribuées pour représenter les dividendes sur les unités non exercées et sont calculées en divisant le dividende en argent à servir sur les actions de la compagnie par le cours de clôture moyen juste avant la date de paiement de ce dividende, quotient qui est ensuite multiplié par le nombre d'unités d'actions à dividende différé que possède le bénéficiaire, ajusté pour tenir compte des fractionnements d'actions. Les unités d'actions à dividende différé ne peuvent pas être exercées tant que l'administrateur n'a pas cessé ses fonctions, y compris en cas de cessation pour cause de décès, et doivent être exercées dans leur intégralité en une fois au plus tard le 31 décembre de l'année qui suit l'année de cessation des fonctions. À la date d'exercice, la valeur en argent à recevoir pour les unités est déterminée d'après la moyenne des cours de clôture des actions de la compagnie qui précèdent la date d'exercice, ajustée pour tenir compte des fractionnements d'actions.

Toutes les unités doivent être réglées en trésorerie à quelques exceptions près. Le régime des unités d'action non acquises prévoit que, dans le cas des unités attribuées à des résidents du Canada, le bénéficiaire aura la possibilité de recevoir une action ordinaire de la compagnie par unité ou de se faire régler en argent les unités devant être acquises au septième anniversaire de la date d'attribution. Pour les unités pouvant être acquises à 50 % au cinquième anniversaire de la date d'attribution, les unités restantes pouvant être acquises au dixième anniversaire de la date d'attribution, le bénéficiaire a la possibilité de recevoir une action ordinaire de la compagnie par unité ou de se faire régler en argent les unités devant être acquises.

La compagnie comptabilise ces unités selon la méthode de la juste valeur. La juste valeur des attributions sous forme d'unités d'actions non acquises et d'unités d'actions à dividende différé correspond au cours de l'action de la compagnie. Selon cette méthode, la charge de rémunération liée aux unités de ces régimes est mesurée à chaque période de déclaration en fonction du cours actuel de l'action de la compagnie et est comptabilisée dans l'état consolidé des résultats, répartie sur la période d'acquisition de chaque attribution.

Le tableau ci-dessous résume l'information sur ces unités pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 :

	Unités d'action restreintes	Unités d'actions à dividende différé
En circulation au 1 ^{er} janvier 2023	4 036 355	179 884
Attribuées	949 520	12 219
Acquises / exercées	(651 175)	(154 781)
Confisquées et annulées	(421 390)	—
En circulation au 31 décembre 2023	3 913 310	37 322

En 2023, la charge de rémunération avant impôts imputée aux résultats au titre de ces unités d'actions non acquises et unités d'actions à dividende différé s'est chiffrée à 52 millions de dollars (103 millions de dollars en 2022, 89 millions de dollars en 2021). L'économie d'impôt constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération pour l'exercice s'est élevée à 13 millions de dollars (25 millions de dollars en 2022, 22 millions de dollars en 2021). Des paiements au comptant de 68 millions de dollars au titre de ces régimes ont été versés en 2023 (65 millions de dollars en 2022, 48 millions de dollars en 2021).

Au 31 décembre 2023, la charge de rémunération non comptabilisée avant impôts liée aux unités d'actions assujetties à des restrictions qui n'étaient pas acquises s'élevait à 169 millions de dollars, selon le cours de l'action de la compagnie à la fin de la période de déclaration. La période d'acquisition moyenne pondérée des unités d'actions assujetties à des restrictions est de 4,1 ans. Toutes les unités émises en vertu des régimes d'actions à dividende différé étaient acquises au 31 décembre 2023.

8. Revenus de placement et d'autres sources

Les revenus de placement et d'autres sources comprennent les gains et les pertes à la vente d'actifs suivants :

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Produits de la vente d'actifs	86	904	81
Valeur comptable de la vente d'actifs	13	746	32
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts (a)	73	158	49
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts (a)	63	241	43

(a) L'année 2022 comprenait un gain de 116 millions de dollars (208 millions de dollars, après impôts) provenant de la vente d'intérêts dans XTO Energy Canada, qui incluait la suppression d'un passif d'impôt différé.

9. Litiges et autres provisions

Diverses poursuites ont été intentées à l'encontre de la compagnie et ses filiales.

La direction examine régulièrement ces litiges, en faisant le point avec ses conseillers juridiques internes et externes, pour déterminer s'il y a lieu de comptabiliser ou de déclarer des provisions pour ces situations. La compagnie enregistre un passif non actualisé au titre de ces éventualités quand une perte est probable et que son montant peut être raisonnablement estimé. Lorsqu'il est possible de raisonnablement estimer une fourchette de montants et qu'aucun montant dans cette fourchette ne constitue une meilleure estimation qu'un autre, la valeur minimale est alors prise en compte. La compagnie ne comptabilise pas de passif lorsqu'il est probable qu'un passif a été engagé, mais que son montant ne peut pas être raisonnablement estimé ou que le passif n'apparaît que raisonnablement possible ou peu probable. Lorsqu'une issue défavorable importante est raisonnablement possible, la compagnie dévoile la nature de la situation et, lorsque possible, elle fournit une estimation de la perte probable. Aux fins de la déclaration des situations, le qualificatif « importante » s'applique aux situations pouvant avoir des effets significatifs et à celles devant être déclarées de l'avis de la direction. Compte tenu des faits et circonstances pertinents, la compagnie ne croit pas que l'issue définitive d'une quelconque poursuite en cours à son encontre aura une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière ou ses états financiers dans leur ensemble.

La compagnie a aussi pris d'autres engagements dans le cours normal des affaires pour faire face aux besoins de son exploitation et à ses besoins en capitaux, qu'elle s'attend à pouvoir remplir sans qu'ils aient une incidence défavorable importante sur ses activités ou sa situation financière. Les obligations d'achat inconditionnelles (selon la définition dans les normes comptables) constituent des engagements à long terme qui ne sont pas résiliables, ou résiliables uniquement à certaines conditions, et que des tiers ont utilisés pour assurer le financement des installations qui fourniront les biens et services prévus dans les contrats. La compagnie n'a pas contracté d'obligations d'achat inconditionnel.

Suivant la vente conclue des stations-service Esso restantes détenues par la compagnie, la compagnie avait, au 31 décembre 2023, un passif éventuel relativement à des garanties liées à l'exécution en vertu de contrats d'autres obligations avec des tiers totalisant 13 millions de dollars (17 millions de dollars en 2022).

10. Actions ordinaires

Au 31 décembre

en milliers d'actions	2023	2022
Autorisées	1 100 000	1 100 000
En circulation	535 837	584 153

Le plus récent programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités d'une durée de 12 mois est entré en vigueur le 29 juin 2023, au titre duquel L'Impériale a poursuivi son programme d'achat d'actions actuel. Ce programme a permis à la compagnie de racheter un maximum de 29 207 635 actions ordinaires (5 % du nombre total d'actions au 15 juin 2023), ce qui comprend les actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et à la société Exxon Mobil Corporation, une opération réalisée concurremment, mais hors de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Dans le passé, la société Exxon Mobil Corporation a informé la compagnie qu'elle avait l'intention de conserver la propriété d'environ 69,6 % du capital. Le programme a pris fin le 19 octobre 2023, la société ayant acheté le nombre maximum d'actions autorisé dans le cadre du programme.

Le 3 novembre 2023, 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 13 décembre 2023, la compagnie a souscrit et acheté 19 108 280 actions ordinaires à un prix de 78,50 \$ 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 30 octobre 2023. Cela comprend les 13 299 349 actions rachetées à Exxon Mobil Corporation par dépôt proportionnel afin qu'elle puisse maintenir son pourcentage de participation à environ 69,6 %.

L'excédent du coût d'achat sur la valeur attribuée des actions a été inscrit à titre de distribution de bénéfices réinvestis.

Les activités liées aux actions ordinaires de la compagnie sont résumées ci-dessous :

	En milliers d'actions	En millions de dollars
Solde au 1 ^{er} janvier 2021	734 077	1 357
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	7	—
Achats à la valeur attribuée	(56 004)	(105)
Solde au 31 décembre 2021	678 080	1 252
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	—	—
Achats à la valeur attribuée	(93 927)	(173)
Solde au 31 décembre 2022	584 153	1 079
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	—	—
Achats à la valeur attribuée	(48 316)	(87)
Solde au 31 décembre 2023	535 837	992

Le tableau ci-dessous présente le calcul du résultat par action ordinaire, avant et après dilution et les dividendes déclarés par la compagnie sur ses actions ordinaires en circulation :

	2023	2022	2021
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base			
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)	4 889	7 340	2 479
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	574,8	640,2	711,6
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	8,51	11,47	3,48
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué			
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)	4 889	7 340	2 479
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	574,8	640,2	711,6
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	1,1	1,3	1,6
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	575,9	641,5	713,2
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	8,49	11,44	3,48
Dividendes par action ordinaire – déclarés (en dollars)	1,94	1,46	1,03

11. Informations financières diverses

Des stocks selon la méthode DEPS

En 2023, le revenu net comprenait un bénéfice après impôts de 5 millions de dollars (perte de 62 millions de dollars en 2022, perte de 13 millions de dollars en 2021) attribuable à l'effet des variations des stocks selon la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS). Selon les estimations, le coût de remplacement des stocks en date du 31 décembre 2023 dépassait la valeur comptable selon la méthode DEPS d'environ 2,2 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars en 2022). À la fin de l'exercice, les stocks de pétrole brut et de produits s'établissaient comme suit :

en millions de dollars canadiens	2023	2022
Pétrole brut	979	809
Produits pétroliers	579	471
Produits chimiques	66	76
Autres	320	158
Total	1 944	1 514

En 2021, la compagnie a inscrit un rajustement des stocks défavorable de 74 millions de dollars (82 millions de dollars, avant impôts) (y compris la part proportionnelle des changements selon la méthode DEPS) se rapportait aux rapprochements résolus relativement aux additifs aux terminaux de tiers et aux stocks de produits aux terminaux de tiers. L'incidence hors période de 57 millions de dollars (63 millions de dollars avant impôts) s'étendait sur un certain nombre d'années et a été résolue. Selon la compagnie, ce rajustement n'a pas eu de répercussions importantes sur les états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ni sur les périodes antérieures qu'il visait. Par conséquent, les périodes comparatives présentées dans les états financiers consolidés n'ont pas été retraitées.

Recherche et développement

Les dépenses de recherche sont principalement consacrées au développement de technologies visant à améliorer la récupération du bitume, à comprimer les coûts et à réduire l'incidence environnementale des activités en amont, notamment les technologies visant à réduire l'intensité des émissions de gaz à effet de serre, à soutenir les améliorations environnementales et des procédés dans les raffineries, ainsi qu'à accéder aux recherches effectuées par ExxonMobil dans le monde.

La compagnie a conclu des accords de recherche scientifique avec des filiales d'ExxonMobil, qui prévoient l'exécution de travaux techniques et d'ingénierie par toutes les parties, l'échange d'informations techniques, la cession de brevets et de droits de brevet, et la concession de licences. Ces accords prévoient un accès réciproque aux données scientifiques et opérationnelles relatives à presque toutes les phases des activités pétrolières et pétrochimiques des parties.

En 2023, les frais de recherche et développement avant crédits d'impôt à l'investissement se sont élevés à 84 millions de dollars (74 millions de dollars en 2022, 89 millions de dollars en 2021). Ces coûts sont compris dans les charges, en raison du caractère incertain des avantages futurs.

Comptes créditeurs et charges à payer

Les « Comptes créditeurs et charges à payer » comprenaient les taxes courues autres que les impôts de 455 millions de dollars au 31 décembre 2023 (458 millions de dollars en 2022) et d'autres passifs à court terme divers de 726 millions de dollars au 31 décembre 2023.

Aide gouvernementale

En 2022, la société a adopté de manière prospective la *norme du Financial Accounting Standards Board américain, Government Assistance (Topic 832)*. Cette norme exige la divulgation annuelle de certains types d'aide gouvernementale qui ne sont pas autrement couverts par des normes comptables faisant autorité. La compagnie reçoit des allocations des gouvernements sous la forme de crédits d'émission lorsqu'elle dépasse les attentes au niveau des installations pour les objectifs d'émission et les enregistre pour un montant nominal dans le bilan consolidé. En 2022 et 2023, l'aide gouvernementale n'a pas eu d'incidence sur les résultats financiers de la société.

12. Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Intérêts sur la dette (a)	203	111	63
Intérêts capitalisés	(141)	(57)	(24)
Intérêts débiteurs - montant net	62	54	39
Autres intérêts	7	6	15
Financement total (b)	69	60	54

(a) Comprend les intérêts d'apparenté avec ExxonMobil.

(b) En 2023, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à court terme s'est établi à 4,9 % (2,0 % en 2022, 0,2 % en 2021) et le taux sur les emprunts à long terme avec ExxonMobil s'est établi à 4,9 % (1,9 % en 2022, 0,6 % en 2021).

Au quatrième trimestre de 2023, la compagnie a repoussé la date d'échéance de ses deux marges de crédit existantes de 250 millions de dollars aux mois de novembre 2024 et novembre 2025, respectivement.

La compagnie n'a utilisé aucune de ses marges de crédit disponibles restantes de 500 millions de dollars.

En 2021, la compagnie a remboursé le solde impayé de 111 millions de dollars et a résilié un prêt à vue renouvelable sans intérêt émis dans le cadre d'une entente conclue avec une société affiliée d'ExxonMobil.

13. Contrats de location

En général, la compagnie achète les biens, les installations et les équipements de production, mais il arrive que des actifs soient loués, principalement des cuves de stockage, des wagons-citernes, des navires et installations de transport. L'obligation locative et l'actif au titre du droit d'utilisation sont comptabilisés au bilan pour les contrats de location d'une durée initiale attendue supérieure à un an, en actualisant les montants fixes du contrat de location pour la durée de la location qui est raisonnablement certaine, en tenant compte de la probabilité d'exercice d'une option de résiliation anticipée ou de prolongation. La partie des paiements fixes liée aux frais de service des pétroliers et aux contrats de location-financement est exclue du calcul de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative. Les actifs sont habituellement loués pour une partie de leur vie utile seulement et sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Dans des situations bien précises, les actifs sont loués pour pratiquement toute leur durée de vie utile et sont comptabilisés comme des contrats de location-financement. En général, les contrats de location sont capitalisés en utilisant le taux d'emprunt marginal de la compagnie.

Les paiements variables en vertu de ces contrats de location ne sont pas importants. Les garanties de valeur résiduelle, les restrictions ou les clauses liées aux contrats de location, de même que les transactions avec des apparentés ne sont pas non plus importantes. Les activités de la compagnie en tant que bailleur ne sont pas significatives.

Le tableau suivant résume le total des dépenses de location engagées :

en millions de dollars canadiens	2023		2022		2021	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
Coût des contrats de location-exploitation	114		119		123	
Court terme et autre (net des revenus de sous-location)	30		40		19	
Amortissement de l'actif au titre du droit d'utilisation		19		19		17
Intérêt sur les obligations locatives		29		30		33
Coût total de location	144	48	159	49	142	50

Le tableau ci-dessous résume les montants relatifs aux contrats de location-exploitation et de location-financement comptabilisés au bilan consolidé ainsi que la moyenne pondérée de la durée restante des contrats de location et la moyenne pondérée des taux d'actualisation appliquées au 31 décembre :

en millions de dollars canadiens	2023		2022	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
Actif au titre du droit d'utilisation				
Inclus dans Autres éléments d'actif, y compris les immobilisations incorporelles (montant net)	196		245	
Inclus dans Immobilisations corporelles, montant net, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement		599		618
Actif total au titre du droit d'utilisation	196	599	245	618
Obligation locative exigible durant l'année				
Inclus dans Comptes créditeurs et charges à payer	87	—	100	—
Inclus dans Billets et emprunts		21		22
Obligation locative à long terme				
Inclus dans Autres obligations à long terme	111	—	151	—
Inclus dans Dette à long terme		564		586
Obligation locative totale	198	585	251	608
Moyenne pondérée de la durée restante des contrats de location (années)	6	36	5	37
Moyenne pondérée du taux d'actualisation (%)	1,9	4,7	1,1	4,7

L'analyse des échéances des obligations locatives de la compagnie au 31 décembre est résumée ci-dessous :

en millions de dollars canadiens	2023	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
Analyse des échéances des obligations locatives		
2024	90	49
2025	38	46
2026	16	44
2027	10	43
2028	9	42
2029 et après	46	858
Total des paiements de location	209	1 082
Valeur actualisée	(11)	(497)
Passif total au titre des contrats de location	198	585

En plus du passif au titre des contrats de location-exploitation dans le tableau ci-dessus, en date du 31 décembre 2023, les engagements locatifs non actualisés pour des contrats de location n'ayant pas encore débuté totalisent 54 millions de dollars (14 millions de dollars en 2022).

Les paiements au comptant estimés au titre des contrats de location-exploitation et des contrats de financement pas encore débutés s'élèvent à 1 million de dollars pour 2024 et 48 millions de dollars pour 2025.

Le tableau ci-dessous résume les sommes versées pour des montants inclus dans l'évaluation du passif au titre des contrats de location et l'actif au titre du droit d'utilisation obtenu en échange de nouveaux contrats de location :

en millions de dollars canadiens	2023		2022		2021	
	Contrats de location- exploitation	Contrats de location- financement	Contrats de location- exploitation	Contrats de location- financement	Contrats de location- exploitation	Contrats de location- financement
Sommes versés pour des montants inclus dans l'évaluation de l'obligation locative						
Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation	56	—	121	—	122	—
Flux de trésorerie issus d'activités de financement		22		22		20
Actif au titre du droit d'utilisation hors trésorerie comptabilisé comme obligation locative						
En échange de l'obligation locative durant l'exercice	61	—	117	—	176	123

14. Dette à long terme

Au 31 décembre

en millions de dollars canadiens	2023	2022
Dette à long terme (a) (b)	3 447	3 447
Contrats de location-financement (c)	564	586
Total de la dette à long terme	4 011	4 033

- (a) Emprunt en vertu d'une entente existante de prêt à taux variable à long terme avec une société affiliée à ExxonMobil prévoyant un prêt en dollars canadiens à la compagnie par ExxonMobil jusqu'à concurrence de 7,75 milliards de dollars à un taux d'intérêt équivalant à ceux du marché canadien. L'entente, en vigueur jusqu'au 30 juin 2025, est résiliable sur préavis d'au moins 370 jours de la part d'ExxonMobil.
- (b) Au cours du troisième trimestre 2022, la compagnie a réduit sa dette à long terme de 1 milliard de dollars en remboursant partiellement une facilité existante auprès d'une société affiliée d'ExxonMobil.
- (c) Les contrats de location-financement concernent principalement les installations de transport et des conventions relatives aux services. Le taux d'intérêt théorique moyen a été de 4,7 % en 2023 (4,7 % en 2022). Les obligations totales au titre des contrats de location-financement comprennent aussi 21 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (22 millions de dollars en 2022). Les paiements en capital sur les contrats de location-financement s'élèvent à environ 18 millions de dollars par an en moyenne et seront exigibles dans chacune des quatre années qui suivront le 31 décembre 2024.

15. Comptabilité des coûts des puits d'exploration suspendus

La compagnie continue de comptabiliser à l'actif les coûts d'un forage d'exploration lorsque le forage révèle la présence de réserves suffisantes pour justifier la complétion d'un puits de production, ainsi que si la compagnie réalise des progrès suffisants dans l'évaluation des réserves et sur le plan de la viabilité économique et opérationnelle du projet. Le terme « projet » tel qu'il est utilisé dans ce rapport peut renvoyer à toute une gamme d'activités différentes et n'a pas nécessairement le même sens que celui qu'on lui donne dans les rapports sur la transparence des paiements au gouvernement. Aux 31 décembre 2023, 2022 et 2021, la compagnie n'affichait aucun coût capitalisé de puits d'exploration suspendus.

Les activités d'exploration font appel au forage de plusieurs puits sur un certain nombre d'années pour évaluer pleinement un projet. Aux 31 décembre 2023, 2022 et 2021, la compagnie n'avait aucun projet assorti de coûts de puits d'exploration capitalisés.

16. Transactions avec des apparentés

Les produits et les charges de la compagnie comprennent aussi les résultats d'opérations conclues avec des sociétés affiliées à ExxonMobil dans le cours normal des activités. Ces opérations, conclues dans des conditions comparables à celles qui auraient existé si elles l'avaient été entre parties sans lien de dépendance, ont porté principalement sur l'achat et la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et de produits chimiques ainsi que sur les coûts techniques, d'ingénierie et de recherche et développement. Les opérations conclues avec ExxonMobil comprenaient aussi les sommes payées et reçues du fait de la participation de la compagnie dans des coentreprises du secteur Amont au Canada.

En outre, la compagnie a des ententes en cours avec ExxonMobil pour fournir les prestations suivantes :

- a) Services informatiques et de soutien client à la compagnie et mise en commun de services généraux et de soutien à l'exploitation de manière à permettre aux deux parties de rationaliser les activités et les systèmes faisant double emploi.
- b) Exploitation de certains biens de production d'ExxonMobil dans l'Ouest canadien et services de gestion, commerciaux et techniques à ExxonMobil au Canada. Ces ententes contractuelles visent à réaliser des efficacités organisationnelles et des économies. Aucune entité juridique n'a été créée à la suite de ces ententes. Des livres de comptes distincts continuent d'être tenus pour le compte de L'impériale et d'ExxonMobil. L'Impériale et ExxonMobil conservent la propriété de leurs biens respectifs, sans incidence sur les activités et les réserves.
- c) L'offre d'une option de participation à parts égales dans de nouvelles occasions d'affaires pour le secteur Amont.
- d) La conclusion de contrats de dérivés pour le compte de l'autre partie.

La compagnie avait une entente en cours avec ExxonMobil portant sur la prestation de services de gestion, commerciaux et techniques à Syncrude Canada Ltée par ExxonMobil, entente qui a été résiliée lors du transfert de l'exploitation Syncrude le 30 septembre 2021.

Certaines charges découlant d'opérations avec ExxonMobil ont été capitalisées et ne jouent pas un rôle significatif sur l'ensemble.

Les achats et les produits réalisés par L'impériale en 2023, avec ExxonMobil, s'élevaient à 4 026 millions de dollars et à 13 544 millions de dollars, respectivement (3 719 millions de dollars et 17 042 millions de dollars respectivement en 2022).

Au 31 décembre 2023, la compagnie avait contracté des emprunts à long terme de 3 447 millions de dollars (3 447 millions de dollars en 2022) auprès d'ExxonMobil (pour plus de détails, voir la note 14, « Dette à long terme », et la note 12, « Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts »). Le montant des frais de financement avec ExxonMobil s'est établi à 169 millions de dollars (78 millions de dollars en 2022).

L'Impériale a d'autres opérations entre apparentés non détaillées ci-dessus à la note 16, dans la mesure où elles ne sont pas importantes.

17. Autres éléments du résultat étendu (perte)

Variations du cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) :

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Solde au 1 ^{er} janvier	(512)	(1 177)	(1 989)
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite :			
Variation au cours de l'exercice, excluant les montants reclassés provenant du cumul des autres éléments du résultat étendu	(206)	582	679
Montants provenant du cumul des autres éléments du résultat étendu	41	83	133
Solde au 31 décembre	(677)	(512)	(1 177)

Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu – produit/(charge) avant impôts :

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées (a)	(54)	(110)	(176)

(a) Le cumul de ces autres éléments du résultat étendu est inclus dans le calcul du coût net des prestations constituées de la période (note 4).

Charge (crédit) d'impôt au titre des autres éléments du résultat étendu :

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite :			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement)	(66)	188	221
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées	13	27	43
Total	(53)	215	264

18. Activités de cession

Conjointement avec ExxonMobil Canada, L'impériale a signé une entente au deuxième trimestre 2022 avec Whitecap Resources Inc. concernant la vente de ses intérêts dans XTO Energy Canada, ce qui comprend des actifs dans les régions de Montney et de Duvernay, dans le centre de l'Alberta, une contrepartie en trésorerie d'environ 1,9 milliard de dollars (la part de L'impériale se chiffrant à 0,9 milliard de dollars). La transaction a été clôturée le 31 août 2022 et la compagnie a comptabilisé un gain d'environ 0,2 milliard de dollars, après impôt. Les actifs nets de L'impériale associés à cette transaction comprennent environ 0,9 milliard de dollars (environ 0,8 milliard de dollars d'immobilisations corporelles) et environ 0,2 milliard de dollars du passif total dans le secteur Amont.

Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration/production de pétrole et de gaz (hors audit)

L'information figurant aux pages 71 à 72 exclut les éléments qui ne sont pas reliés à l'extraction du pétrole et du gaz naturel comme les frais d'administration et les frais généraux, les frais d'exploitation des pipelines, les frais de traitement des usines à gaz ou les gains et pertes à la vente d'actifs. La participation de 25 % de la compagnie dans les réserves prouvées de pétrole brut synthétique de la coentreprise Syncrude est incluse dans les réserves prouvées totales de pétrole et de gaz de la compagnie et dans le calcul de la mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés, conformément aux règles de la Securities and Exchange Commission (SEC) et du Financial Accounting Standards Board (FASB) des États-Unis. Les résultats d'exploitation, les frais encourus dans les acquisitions de biens fonciers, les activités d'exploration et de mise en valeur, et les coûts capitalisés comprennent la quote-part de la compagnie dans Kearl, Syncrude et les autres superficies minières non prouvées figurant dans les tableaux ci-dessous.

Résultats d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Produits			
Ventes à des tiers (a)	6 420	7 154	5 081
Cessions (a) (b)	3 220	4 182	3 037
	9 640	11 336	8 118
Frais de production	5 015	5 521	4 728
Frais d'exploration	5	5	32
Dépréciation et épuisement	1 475	1 467	1 579
Impôts sur le bénéfice	733	1 030	457
Résultats d'exploitation	2 412	3 313	1 322

Les montants indiqués à titre de frais engagés dans l'acquisition de terrains et les activités d'exploration et de mise en valeur comprennent les frais capitalisés et passés en charges durant l'exercice. Les frais engagés comprennent également les nouvelles obligations liées à la mise hors service d'immobilisations établies au cours de l'exercice, ainsi que la hausse ou la baisse des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations résultant de changements de coûts estimatifs ou de la date d'abandon.

Frais engagés en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Coût des biens (c)			
Prouvés	—	—	—
Non prouvés	—	—	—
Coûts d'exploration	5	5	32
Coûts de mise en valeur	1 580	1 602	576
Total des dépenses engagées en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur	1 585	1 607	608

- (a) Le gaz naturel et les liquides de gaz naturel achetés aux fins de revente, de même que le paiement des redevances et les coûts des diluants, sont exclus des ventes aux tiers et des cessions. Les chiffres bruts de ces postes sont présentés à la note 2 dans « Produits », « Ventes intersectorielles » et « Achats de pétrole brut et de produits ».
- (b) Les ventes de pétrole brut à des affiliés consolidés sont comptabilisées aux prix courants, selon les prix affichés aux gisements de production. Les ventes de liquides de gaz naturel à des affiliés consolidés sont comptabilisées à des prix qui pourraient être obtenus sur un marché concurrentiel avec des parties sans lien de dépendance.
- (c) Les « coûts des biens » consistent en paiements de droits de prospection de pétrole et de gaz et en achat de réserves (les immobilisations corporelles et incorporelles acquises comme les usines à gaz, les installations de production et les frais afférents aux puits de production sont comprises dans « l'actif de production »). Les biens « prouvés » correspondent aux régions où des forages fructueux ont révélé un gisement pouvant être productif. Les biens « non prouvés » correspondent aux autres régions.

Coûts capitalisés

en millions de dollars canadiens	2023	2022
Coût des biens (a)		
Prouvés	1 840	1 840
Non prouvés	493	493
Actifs de production	39 759	39 075
Construction inachevée	2 683	2 375
Coût total capitalisé	44 775	43 783
Amortissement cumulé et épuisement	(19 568)	(18 512)
Coûts nets capitalisés	25 207	25 271

(a) Les « coûts des biens » consistent en paiements de droits de prospection de pétrole et de gaz et en achat de réserves (les immobilisations corporelles et incorporelles acquises comme les usines à gaz, les installations de production et les frais afférents aux puits de production sont comprises dans « l'actif de production »). Les biens « prouvés » correspondent aux régions où des forages fructueux ont révélé un gisement pouvant être productif. Les biens « non prouvés » correspondent aux autres régions.

Mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés

Comme l'exige le FASB, la mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés a été calculée à partir des prix moyens du premier jour du mois, des coûts en fin d'exercice, des taux d'imposition réglementaires et d'un facteur d'actualisation de 10 % appliqué aux réserves prouvées nettes. La mesure normalisée tient compte des frais liés aux obligations futures de démontage, d'abandon et de restauration. La compagnie estime que cette mesure normalisée ne constitue pas une estimation fiable des flux de trésorerie prévisionnels de la compagnie devant être générés par la mise en valeur et la production de ses biens pétroliers et gaziers ni de la valeur de ses réserves prouvées de pétrole et de gaz. Cette mesure normalisée repose sur certaines hypothèses prescrites, dont les prix moyens du premier jour du mois, qui représentent une mesure ponctuelle dans le temps, de sorte que les flux de trésorerie peuvent varier considérablement d'un exercice à l'autre, au gré des fluctuations des prix.

Mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Flux de trésorerie futurs	158 347	198 923	161 577
Coûts de production futurs	(101 640)	(104 765)	(101 580)
Coûts de mise en valeur futurs	(24 074)	(23 392)	(21 903)
Impôts sur les bénéfices futurs	(7 016)	(16 872)	(8 192)
Flux de trésorerie nets futurs	25 617	53 894	29 902
Taux d'actualisation de 10 % appliqué en fonction du calendrier prévu des flux de trésorerie	(11 615)	(28 340)	(15 732)
Flux de trésorerie futurs actualisés	14 002	25 554	14 170

Variations de la mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz

en millions de dollars canadiens	2023	2022	2021
Solde au début de l'exercice	25 554	14 170	(62)
Variations découlant de ce qui suit :			
Ventes et transferts du pétrole et du gaz produits, déduction faite des frais de production	(4 918)	(6 113)	(3 841)
Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production (a)	(16 908)	23 215	7 681
Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes	58	664	52
Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice	1 182	1 160	650
Révisions d'estimations quantitatives antérieures	2 146	(4 431)	13 482
Accroissement de l'actualisation	2 535	1 439	24
Variation nette des impôts sur les bénéfices	4 353	(4 550)	(3 816)
Variation nette	(11 552)	11 384	14 232
Solde en fin d'exercice	14 002	25 554	14 170

(a) En vertu des règles de la SEC, les réserves de la compagnie doivent être calculées sur la base de la moyenne des prix du pétrole et du gaz naturel au premier jour du mois au cours de l'année de référence. Les flux de trésorerie nets futurs sont déterminés selon les réserves prouvées nettes figurant dans le tableau « Réserves prouvées nettes ».

Réserves prouvées nettes (a)

	Liquides (b) millions de barils	Gaz naturel milliards de pieds cubes	Pétrole brut synthétique millions de barils	Bitume millions de barils	Total en équivalent pétrole (c) millions de barils
Début de l'exercice 2021	7	168	444	81	560
Révisions	13	165	17	2 239	2 297
Récupération améliorée	—	—	—	2	2
(Vente) achat de réserves en place	—	(10)	—	—	(2)
Découvertes et extensions	—	—	—	—	—
Production	(4)	(42)	(23)	(106)	(140)
Fin de l'exercice 2021	16	281	438	2 216	2 717
Révisions	—	(41)	(62)	(363)	(432)
Récupération améliorée	—	—	—	—	—
(Vente) achat de réserves en place	(9)	(141)	—	—	(32)
Découvertes et extensions	—	2	—	67	67
Production	(3)	(29)	(23)	(96)	(127)
Fin de l'exercice 2022	4	72	353	1 824	2 193
Révisions	(2)	2	26	90	114
Récupération améliorée	—	—	—	—	—
(Vente) achat de réserves en place	—	(1)	—	—	—
Découvertes et extensions	—	—	—	—	—
Production	(2)	(12)	(25)	(103)	(132)
Fin de l'exercice 2023	—	61	354	1 811	2 175

Réserves prouvées nettes mises en valeur incluses ci-dessus, en date du

1 ^{er} janvier 2021	7	167	311	76	422
31 décembre 2021	14	205	326	1 957	2 331
31 décembre 2022	4	60	248	1 691	1 953
31 décembre 2023	—	53	242	1 706	1 957

Réserves prouvées nettes non mises en valeur incluses ci-dessus, en date du

1 ^{er} janvier 2021	—	1	133	5	138
31 décembre 2021	2	76	112	259	386
31 décembre 2022	—	12	105	133	240
31 décembre 2023	—	8	112	105	218

- (a) Les réserves nettes correspondent à la part de la compagnie après déduction des parts des propriétaires ou gouvernements ou les deux. Toutes les réserves déclarées sont situées au Canada. Les réserves de gaz naturel sont calculées à une pression de 14,73 livres par pouce carré à 60 °F.
- (b) Les liquides comprennent le pétrole brut, les condensats et les liquides de gaz naturel (LGN). Les réserves prouvées de LGN ne sont pas importantes et sont donc incluses sous liquides.
- (c) Gaz converti en équivalent pétrole à raison de six millions de pieds cubes pour mille barils.

Les informations qui précèdent décrivent les variations au cours des exercices et les soldes des réserves prouvées de pétrole et de gaz à la fin des exercices 2021, 2022 et 2023. Les définitions utilisées sont conformes à la règle 4-10(a) du règlement S-X de la SEC.

Les réserves prouvées de pétrole et de gaz correspondent aux quantités de pétrole et de gaz pouvant être estimées avec une certitude raisonnable, après analyse des données géologiques et techniques, et pouvant être économiquement exploitables dans les années à venir à partir de gisements connus, et selon les conditions économiques, les méthodes d'exploitation et la réglementation gouvernementale existantes, avant que les contrats accordant les droits d'exploitation n'expirent. Dans certains cas, de nouveaux investissements substantiels dans des puits supplémentaires et d'autres installations seront nécessaires pour récupérer ces réserves prouvées.

Conformément aux règles de la SEC, le volume des réserves de pétrole et de gaz à la fin des exercices, ainsi que le changement de classement des réserves figurant dans les tableaux des réserves prouvées, doivent être calculés sur la base des prix moyens au cours de la période de 12 mois précédant la fin de la période couverte par le rapport, déterminés comme la moyenne arithmétique non pondérée du prix du premier jour du mois pour chaque mois compris dans la période. Les quantités de ces réserves ont aussi été utilisées dans le calcul des taux d'amortissement par unité de production et celui de la mesure normalisée des flux de trésorerie nets actualisés.

Les révisions des volumes de réserves prouvées estimées précédemment pour les gisements existants peuvent être effectuées en raison de l'évaluation ou de la réévaluation de données existantes sur la géologie, les gisements ou la production, de nouvelles données sur la géologie, les gisements ou la production, ou des variations de la moyenne des prix du pétrole et du gaz naturel au premier jour du mois et/ou des coûts de fin d'année servant à calculer les réserves. Ces révisions peuvent aussi découler d'importants changements dans la stratégie de mise en valeur ou dans la capacité des installations et du matériel de production.

En 2021, les révisions à la hausse des réserves de bitume prouvées découlaient de l'amélioration des prix. En vertu de la définition des réserves prouvées de la SEC les 1,7 milliard de barils de bitume à Kearl et les 0,5 milliard de barils de bitume à Cold Lake sont considérés comme des réserves prouvées. Les révisions à la hausse des réserves prouvées de pétrole brut synthétique découlaient de l'amélioration des prix. Les modifications des réserves prouvées de liquides et de gaz naturel ont été le résultat de la mise à jour des plans de développement et de la cession des actifs non classiques de Montney et de Duvernay.

En 2022, les révisions à la baisse des réserves prouvées de bitume ont été attribuables à une diminution de 0,2 milliard de barils à Kearl en raison d'obligations de versement de redevances plus élevées associées aux prix, et une diminution de 0,2 milliard de barils à Cold Lake en raison d'un plan de mise en valeur actualisé. Une augmentation des réserves de bitume de 0,1 milliard de barils est associée aux extensions à Cold Lake pour les projets AS-SGSIV de la phase 1 de Grand Rapids et SGSIV de Leming. Les révisions à la baisse des réserves prouvées de pétrole brut synthétique découlaient de la mise à jour des plans de développement minier et de l'augmentation des obligations de versement de redevances à Syncrude associées aux prix. Les modifications des réserves prouvées de liquides et de gaz naturel ont été principalement attribuables à la vente des actifs non classiques de la compagnie à Montney et Duvernay.

En 2023, les révisions à la hausse des réserves prouvées de bitume de 0,1 milliard de barils ont découlé d'une baisse des obligations de versement de redevances associées à des prix plus bas et à des révisions techniques mineures à Cold Lake et à Kearl. Une légère hausse des réserves prouvées de pétrole brut synthétique est associée à une baisse des obligations de versement de redevances associées aux prix. Les réserves prouvées de liquides classiques ont diminué à zéro dans les conditions de prix et d'exploitation actuelles.

En outre, les conditions de certaines ententes contractuelles et de certains régimes de redevances gouvernementales peuvent faire en sorte qu'une réduction des cours conduise à une augmentation des réserves prouvées de la compagnie. Les décisions d'exploitation de la compagnie et ses perspectives pour les volumes de production ne sont pas touchées par les réserves prouvées déclarées en vertu des définitions de la SEC.

Pour déterminer les réserves prouvées nettes, on déduit la part prévue des propriétaires miniers ou des gouvernements, ou les deux. Pour les liquides et le gaz naturel, les réserves prouvées nettes sont basées sur les taux futurs de redevances estimés à la date à laquelle l'estimation a été faite en y incorporant les régimes de redevances des gouvernements applicables pour le pétrole et le gaz naturel. Pour ce qui est du bitume, les réserves prouvées nettes sont basées sur la meilleure estimation de la compagnie des taux de redevances moyens pour la durée restante des projets de Cold Lake et de Kearl en y incorporant le régime de redevances du gouvernement de l'Alberta pour les sables bitumineux. Pour ce qui est du pétrole brut synthétique, les réserves prouvées nettes sont basées sur la meilleure estimation de la compagnie des taux de redevances moyens pour la durée restante du projet en y incorporant le régime de redevances du gouvernement de

l'Alberta pour les sables bitumineux. Dans chaque cas, les taux futurs de redevances peuvent varier selon la production, les prix et les coûts.

Les réserves prouvées nettes mises en valeur représentent les volumes qui devraient pouvoir être récupérés par le biais des puits, des installations ou des activités minières existants avec le matériel et les méthodes d'exploitation existants ou dans lesquels le coût de l'équipement requis est relativement peu élevé par rapport au coût d'un nouveau puits ou d'une nouvelle installation. Les réserves prouvées nettes non mises en valeur représentent les volumes qui devraient pouvoir être récupérés à la suite d'investissements futurs pour forer de nouveaux puits, pour remettre des puits existants en production et/ou pour mettre en place des installations destinées à recueillir et à livrer la production de puits, d'installations et d'activités minières existants et futurs.



Imperial



Esso **Mobil**