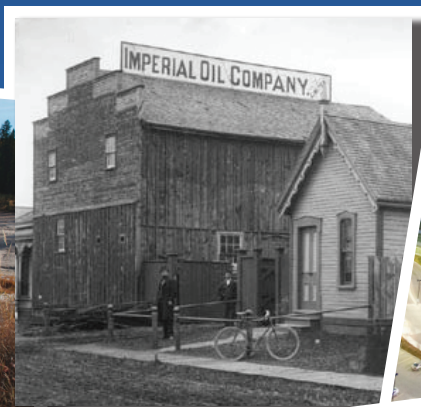




2019 états financiers annuels et analyse de la direction



140 YEARS anniversary



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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

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 2019. Renvoi au point 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.sedar.com, 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 ltée 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 prévisionnels. Les énoncés prospectifs peuvent être caractérisés par des termes comme croire, anticiper, proposer, planifier, objectif, chercher à, projeter, prédire, viser, estimer, s'attendre à, stratégie, perspective, futur, continuer, probable, pouvoir, devoir, sera et d'autres termes semblables faisant référence à des périodes futures. Les déclarations prospectives dans le présent document comprennent, sans toutefois s'y limiter, des renvois au fait d'être bien positionné pour participer à des investissements futurs et réduire le risque marchandises; les perspectives économiques à long terme de la compagnie, notamment en ce qui concerne la demande, l'offre et le bouquet énergétique; la croissance du segment, les stratégies concurrentielles et les avantages d'un modèle commercial intégré; les perspectives de production et les activités de croissance de Kearnl, notamment l'effet des installations de concassage supplémentaires; les perspectives de production de Cold Lake et le rendement du gisement de Nabiye; l'échéancier, le coût, l'efficacité et la production du projet Aspen, et les facteurs influant sur le retour aux niveaux d'activité prévus; les répercussions potentielles de la politique du carbone et des réglementations liées au changement climatique; l'effet sur les marges du secteur des Produits chimiques de l'augmentation continue de la capacité de l'industrie, laquelle dépasse la croissance de la demande; les avantages pour le secteur des Produits chimiques 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'effet de tout litige en instance, des normes comptables et des économies d'impôts non comptabilisées; les dépenses d'investissement, d'exploration et d'exploitation prévues, notamment en ce qui concerne la protection de l'environnement; les risques du marché et la sensibilité des résultats; et les risques liés à l'utilisation d'instruments dérivés.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes, estimations, projections et hypothèses actuelles de la compagnie au moment où les énoncés sont faits. Les résultats financiers et d'exploitation futurs réels, y compris les attentes et les hypothèses concernant la croissance de la demande et la source, l'offre et le bouquet énergétiques; les prix des matières premières, les taux de change et les conditions générales du marché; les taux, la croissance et la composition de la production; 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; la durée de vie de la production, la récupération des ressources et le rendement des gisements; les économies de coûts; l'adoption et l'effet de nouvelles installations ou technologies, notamment sur l'efficacité du capital, la production et la réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre; les ventes de produits; les lois et les politiques gouvernementales adoptées, notamment en matière de fiscalité, de changement climatique et de réduction de la production; l'accroissement de la capacité industrielle; les sources de financement et la structure du capital; et les dépenses d'investissement et environnementales pourraient différer sensiblement en fonction d'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 ainsi que les répercussions sur les différentiels de prix et les marges qui en découlent; les conditions économiques générales; le transport pour accéder aux marchés; les événements politiques ou réglementaires, y compris les modifications apportées aux lois ou aux politiques gouvernementales, aux taux de redevances applicables, aux lois fiscales et à la réduction de la production; la réception, en temps utile, des approbations réglementaires et tierces; l'opposition des tiers aux activités, aux projets et aux infrastructures; les risques environnementaux inhérents aux activités d'exploration pétrolière et gazière et à la production et aux activités connexes; la réglementation environnementale, comprenant les changements climatiques, les règlements concernant les gaz à effet de serre et les changements à ces règlements; les taux de change; la disponibilité et la répartition du capital; la disponibilité et le rendement des tiers fournisseurs de services; les difficultés techniques ou opérationnelles imprévues; l'efficacité de la gestion; les négociations commerciales; la gestion des projets et les échéanciers, et l'achèvement à temps des projets; l'analyse et le rendement des gisements; les développements technologiques inattendus; les résultats des programmes de recherche et des nouvelles technologies, et la capacité de mettre les nouvelles technologies à l'échelle commerciale sur une base concurrentielle pour ce qui est des coûts; les réactions aux développements technologiques; les dangers et les risques opérationnels; les incidents de cybersécurité; la préparation aux catastrophes; la capacité de valoriser ou d'acquérir des réserves supplémentaires; et les autres facteurs dont il est question dans les facteurs de risque à la rubrique 1A et à la rubrique 7 du rapport de gestion sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la compagnie du plus récent rapport annuel sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Les énoncés prospectifs ne garantissent pas le rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, qui sont parfois similaires à ceux d'autres sociétés pétrolières et gazières, parfois exclusifs à l'Impériale. Les résultats réels de l'Impériale peuvent être sensiblement différents des résultats implicites ou explicites selon les énoncés prospectifs, et les lecteurs sont priés de ne pas s'y fier aveuglément. L'Impériale ne s'engage aucunement à publier une mise à jour de toute révision des énoncés prospectifs contenus aux présentes, sauf si la loi l'exige.

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	5
Aperçu	5
Environnement commercial et évaluation des risques	5
Résultats d'exploitation	11
Situation de trésorerie et sources de financement	16
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration	20
Risques commerciaux et autres incertitudes	21
Estimations comptables critiques.....	23
Normes comptables publiées récemment.....	28
Rapport de gestion sur les contrôles internes des états financiers.....	29
Rapport du cabinet indépendant d'experts-comptables.....	30
État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis).....	33
État consolidé du résultat étendu (PCGR des États-Unis)	34
Bilan consolidé (PCGR des États-Unis)	35
État consolidé des capitaux propres (PCGR des États-Unis).....	36
État consolidé des flux de trésorerie (PCGR des États-Unis).....	37
Notes aux états financiers consolidés	38
1. Résumé des principales politiques comptables	38
2. Modifications comptables.....	44
3. Secteurs d'activités	44
4. Impôts sur le bénéfice.....	47
5. Avantages de retraite.....	48
6. Autres obligations à long terme	54
7. Produits dérivés et instruments financiers	55
8. Programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions	56
9. Revenus de placement et d'autres sources	57
10. Litiges et autres provisions	57
11. Actions ordinaires	58
12. Informations financières diverses	59
13. Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts	59
14. Contrats de location	60
15. Dette à long terme	63
16. Comptabilité des coûts de puits d'exploration suspendus.....	64
17. Transactions avec des apparentés	65
18. Autres éléments du résultat étendu (perte).....	66
Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz (hors audit).....	67
Résultats financiers trimestriels	72

Informations financières (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017	2016	2015
Revenus	34 002	34 964	29 125	25 049	26 756
Bénéfice (perte) net :					
Secteur Amont	1 348	(138)	(706)	(661)	(704)
Secteur Aval	961	2 366	1 040	2 754	1 586
Produits chimiques	108	275	235	187	287
Comptes non sectoriels et autres	(217)	(189)	(79)	(115)	(47)
Bénéfice (perte) net	2 200	2 314	490	2 165	1 122
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	1 718	988	1 195	391	203
Total de l'actif en fin d'exercice	42 187	41 456	41 601	41 654	43 170
Dette à long terme en fin d'exercice	4 961	4 978	5 005	5 032	6 564
Total de la dette en fin d'exercice	5 190	5 180	5 207	5 234	8 516
Autres obligations à long terme en fin d'exercice	3 637	2 943	3 780	3 656	3 597
Capitaux propres en fin d'exercice	24 276	24 489	24 435	25 021	23 425
Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation	4 429	3 922	2 763	2 015	2 167
Informations par action (en dollars canadiens)					
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base	2,88	2,87	0,58	2,55	1,32
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué	2,88	2,86	0,58	2,55	1,32
Dividendes par action ordinaire – annoncés	0,85	0,73	0,63	0,59	0,54

Terminologie

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

Capital utilisé

La valeur du capital utilisé est une mesure de 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. 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.

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Utilisations dans l'entreprise : perspective de l'actif et du passif			
Total de l'actif	42 187	41 456	41 601
Moins : Total du passif à court terme à l'exclusion des billets et emprunts	(4 366)	(3 753)	(3 934)
Total du passif à long terme à l'exclusion de la dette à long terme	(8 355)	(8 034)	(8 025)
Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	24	23	19
Total du capital utilisé	29 490	29 692	29 661
Total des sources de l'entreprise : Perspective de la dette et des capitaux propres			
Billets et emprunts	229	202	202
Dette à long terme	4 961	4 978	5 005
Capitaux propres	24 276	24 489	24 435
Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	24	23	19
Total du capital utilisé	29 490	29 692	29 661

Rendement du capital moyen utilisé (RCMU)

Le RCMU est un ratio financier. 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 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. L'entreprise utilise cette définition du RCMU depuis plusieurs années et considère qu'elle constitue la meilleure indication de la productivité du capital dans le temps, à l'intérieur d'un secteur industriel à forte intensité de capital où le rendement se mesure à long terme, afin de démontrer aux actionnaires que le capital est bien utilisé à long terme. D'autres indicateurs sont utilisés pour les décisions d'investissement, reposant plus sur les flux de trésorerie.

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Bénéfice net	2 200	2 314	490
Financement (après impôts), incluant la part de l'Impériale dans les sociétés dont elle est actionnaire	66	77	48
Bénéfice net à l'exclusion du financement	2 266	2 391	538
Capital moyen utilisé	29 591	29 677	29 967
Rendement du capital moyen utilisé (%) – Total de l'entreprise	7,7	8,1	1,8

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

La valeur des flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs 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. L'entreprise applique depuis longtemps un processus rigoureux d'évaluation périodique afin de s'assurer que tous 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.

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation	4 429	3 922	2 763
Produits de la vente d'actifs	82	59	232
Total des flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs	4 511	3 981	2 995

Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation correspondent aux coûts de la période pour produire, fabriquer et préparer de toute autre façon les produits de l'entreprise 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. 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	2019	2018	2017
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale			
Total des dépenses	32 055	32 026	28 842
Moins :			
Achats de pétrole brut et de produits	20 946	21 541	18 145
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	1 808	1 667	1 673
Financement	93	108	78
Sous-total	22 847	23 316	19 896
Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	76	74	62
Total des coûts d'exploitation	9 284	8 784	9 008

Composants des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale			
Production et fabrication	6 520	6 121	5 586
Frais de vente et frais généraux	900	908	883
Dépréciation et épuisement	1 598	1 555	2 172
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	143	107	122
Exploration	47	19	183
Sous-total	9 208	8 710	8 946
Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	76	74	62
Total des coûts d'exploitation	9 284	8 784	9 008

Rapport de gestion

Aperçu

La discussion et l'analyse ci-dessous des résultats financiers de l'Impériale, 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 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.

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. Le modèle d'affaires intégré de l'entreprise, reposant sur des investissements significatifs dans les secteurs Amont, Aval et Produits chimiques, réduit 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 l'Impériale 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 plan d'entreprise est un processus de gestion annuel fondamental qui sert à l'établissement des objectifs d'exploitation et d'investissement à court terme, et à l'élaboration des hypothèses économiques à long terme servant à évaluer les investissements. Les volumes sont fondés sur les profils individuels de production des gisements, lesquels sont également mis à jour annuellement. Les fourchettes des cours du pétrole brut, du gaz naturel, des produits raffinés et des produits chimiques reposent sur les hypothèses du plan d'entreprise élaborées annuellement et sont utilisées aux fins d'évaluation des investissements. Des possibilités d'investissements majeurs sont évaluées selon une myriade de conditions économiques éventuelles. Une fois les investissements majeurs réalisés, un processus de réévaluation est lancé pour garantir que les enseignements pertinents seront retenus et que les améliorations nécessaires seront apportées aux projets futurs.

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.

Environnement commercial et évaluation des risques

Perspectives à long terme

Les « perspectives à long terme » sont fondées sur *Perspectives énergétiques* de 2019 d'Exxon Mobil Corporation, qui servent à éclairer les stratégies commerciales et les plans d'investissement à long terme de l'entreprise. Selon les projections, d'ici 2040, la population mondiale devrait atteindre à peu près 9,2 milliards d'habitants, soit environ 1,6 milliard de personnes de plus qu'en 2017. Parallèlement à cette augmentation de la population, la compagnie prévoit une croissance de l'économie mondiale de près de 3 % par an en moyenne, la production économique doublant presque d'ici 2040. 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 d'environ 20 % entre 2017 et 2040. 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)). Le Canada devrait connaître une croissance stable voire faible de la demande locale en énergie jusqu'en 2040, et continuera d'être un grand exportateur d'énergie pour contribuer à satisfaire les besoins énergétiques mondiaux.

Alors que la prospérité grandissante entraînera une hausse de la demande mondiale d'énergie, l'utilisation croissante de technologies et de pratiques à haute efficacité énergétique et de carburants à faibles émissions contribuera à la diminution substantielle de la consommation énergétique et des émissions par unité de production économique. Tous les aspects clés de l'économie mondiale devraient bénéficier de gains en efficacité considérables d'ici 2040, 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.

Il est prévu qu'entre 2017 et 2040, la demande mondiale d'électricité augmentera d'environ 60 %, les pays en développement représentant environ 85 % 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 2040, la part de production d'électricité au charbon devrait diminuer sensiblement et constituer près de 25 % de l'électricité mondiale, contre près de 40 % en 2017, du fait de l'adoption 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 au changement climatique. De 2017 à 2040, la quantité d'électricité produite à partir du gaz naturel, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables devrait augmenter de deux tiers, 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 d'environ 400 %, ce qui aidera les énergies renouvelables (y compris les autres sources d'énergie, c'est-à-dire l'hydroélectricité) à représenter environ 75 % de l'augmentation de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2040. Le total des énergies renouvelables atteindra probablement près de 40 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2040. Le gaz naturel et l'énergie nucléaire devraient également voir leur part augmenter jusqu'en 2040, atteignant respectivement presque 30 % et environ 15 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici 2040. 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 2017 à 2040, l'énergie nécessaire au transport (automobiles, camions, navires, trains et avions) devrait augmenter de plus de 25 %. La demande en énergie dans le domaine du transport représentera probablement environ 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 avant 2025, puis retomber à des niveaux observés au début des années 2010 d'ici 2040, 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 d'environ 70 %. D'ici 2040, les véhicules légers devraient représenter environ 20 % de la demande mondiale de carburants liquides. Durant cette même période, les carburants liquides étant abondants et produisant une grande quantité d'énergie pour un petit volume, la majorité des parcs de transport du monde sont susceptibles de continuer à en dépendre.

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 2040, la demande mondiale de carburants liquides devrait atteindre environ 114 millions de barils d'équivalent pétrole par jour, soit environ 16 % de plus qu'en 2017. La demande mondiale de carburants liquides dans les pays n'appartenant pas à l'OCDE devrait atteindre environ 65 % d'ici 2040, la demande de carburants liquides dans les pays de l'OCDE étant susceptible de diminuer de près de 10 %. 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 compensés 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. Grâce aux avancées techniques qui continuent d'élargir l'offre d'approvisionnements économiques et faibles en carbone, les ressources mondiales seront suffisantes pour combler la demande projetée jusqu'en 2040. Toutefois, 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 peu 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 2017 et 2040, satisfaisant environ 40 % de la croissance de la demande énergétique. De 2017 à 2040, la demande mondiale de gaz naturel devrait augmenter à près de 35 %, environ la moitié de cette augmentation devant avoir lieu dans 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 60 % 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 devrait conserver le devant de la scène, assurant plus des deux tiers de la demande mondiale en 2040. Le commerce du gaz naturel liquéfié (GNL) prendra de plus en plus d'ampleur, satisfaisant environ 40 % de la croissance de la demande mondiale; la majeure partie de cette offre devrait contribuer à satisfaire la demande croissante de la région Asie-Pacifique.

Le bouquet énergétique mondial est très varié et le restera jusqu'en 2040. Le pétrole en constituant près de 30 % en 2040, il demeurera la principale forme d'énergie. Actuellement, le charbon est la deuxième forme d'énergie en importance, mais il pourrait bien céder sa place au gaz naturel entre 2020 et 2025. La part du gaz naturel devrait atteindre environ 25 % d'ici 2040, tandis que celle du charbon tomberait à environ 20 %. L'énergie nucléaire devrait connaître une forte croissance. En effet, il est probable que 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 15 % du total mondial d'ici 2040, la part combinée de l'énergie de la biomasse, hydraulique et géothermique comptant pour plus de 10 %. De 2017 à 2040, l'énergie totale provenant du vent, du soleil et des biocarburants bondira de près de 250 %, approchant probablement un peu plus de 5 % du bouquet énergétique mondial.

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 2040 seront importants – même si la demande reste stable. Cela reflète un aspect fondamental de l'industrie du pétrole et du gaz naturel, comme le décrit l'Agence internationale de l'énergie (AIE) dans ses *Perspectives énergétiques mondiales 2019*. Conformément au scénario de la politique énergétique déclarée de l'AIE, l'investissement requis pour satisfaire les besoins énergétiques mondiaux en pétrole et en gaz naturel de 2019 à 2040 s'élèvera à environ 20 billions de dollars américains (en dollars de 2018). Dans le scénario de développement durable de l'AIE, qui est conforme aux objectifs de l'Accord de Paris sur le changement climatique, les besoins d'investissements s'élèveraient quand même à 13 billions de dollars.

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 l'Impériale des coûts potentiels relativement aux émissions de gaz à effet de serre cadre avec les règlements provinciaux et fédéraux applicables. De plus, l'Impériale utilise comme base les *Perspectives énergétiques* d'ExxonMobil, 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) à Paris, a fixé de nombreux nouveaux objectifs, et plusieurs politiques connexes continuent d'être élaborées. Les *Perspectives énergétiques* illustrent un milieu où les politiques climatiques sont de plus en plus strictes et cadrent avec le regroupement des contributions prévues déterminées au niveau national présenté par les signataires de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) de l'Accord de Paris 2015. Les *Perspectives énergétiques* cherchent à recenser les répercussions potentielles des politiques climatiques qui ciblent souvent des secteurs particuliers. Le document estime ces répercussions sur la demande d'énergie des consommateurs à l'aide de divers hypothèses et outils, notamment, selon le secteur, l'attribution d'un coût indirect au carbone ou l'évaluation de politiques ciblées (c.-à-d. les normes d'économie de carburant automobile). Tandis que les 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.

Les solutions concrètes aux défis mondiaux en matière d'énergie et de changement climatique tiendront compte de la concurrence sur le marché, en plus 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. 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.

Les informations présentées dans cet exposé des « Perspectives commerciales à long terme » comprennent des estimations et des prévisions internes reposant sur des données et analyses maison d'ExxonMobil ainsi que sur des informations publiques provenant de sources externes, y compris l'Agence internationale de l'énergie.

Secteur Amont

L'Impériale produit du pétrole brut et du gaz naturel destinés principalement au marché nord-américain. Les stratégies commerciales de l'Impériale 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 maximiser la fiabilité des actifs, à développer et appliquer des technologies à fortes retombées, à 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'efficacité 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 des investissements, du perfectionnement des employés et de l'investissement dans les communautés où la compagnie est implantée.

L'Impériale peut compter sur une base significative de ressources pétrolières et gazières, ainsi que sur un vaste éventail de projets potentiels. La compagnie évalue continuellement diverses possibilités susceptibles d'alimenter sa croissance à long terme. Alors que de nouveaux projets de mise en valeur entraînent une nouvelle production, l'Impériale s'attend à une croissance provenant des sables bitumineux *in situ* et de l'extraction, et de sources non classiques, et à ce que le plus important potentiel de croissance soit lié aux sources *in situ*. Les volumes réels varieront d'une année sur l'autre en raison des facteurs décrits à l'élément 1A – « Facteurs de risque ».

Les installations de concassage supplémentaires de Kearn ont commencé à fonctionner fin 2019, la production augmentant progressivement dans toutes les unités jusqu'au début 2020. Ces installations devraient améliorer encore la fiabilité, réduire les temps d'arrêt prévus, abaisser les coûts unitaires et permettre à l'usine d'atteindre 240 000 barils par jour de production brute totale en 2020. La production brute de bitume à Cold Lake a été touchée par le rendement du gisement de Nabiye en 2019. La société prévoit que cette situation continue à nuire au rendement de l'usine à court terme et, comme en 2019, s'attend que la production brute de bitume à Cold Lake atteigne en moyenne 140 000 barils par jour en 2020. En 2019, la société a ralenti le rythme de développement de son projet de sables bitumineux *in situ* d'Aspen, dont la valeur se monte à 2,6 milliards de dollars, en raison de l'incertitude du marché découlant de la réglementation adoptée par le gouvernement de l'Alberta relativement à la réduction obligatoire temporaire de la production et d'autres problèmes de compétitivité de l'industrie. La décision de remettre le projet aux niveaux d'activité prévus dépendra de plusieurs facteurs, comme les mesures gouvernementales ultérieures liées à la réduction de la production et les conditions générales du marché.

L'environnement industriel du secteur Amont a continué à se redresser en 2019, l'écart de prix du pétrole brut sur le marché de l'Ouest canadien s'étant rétréci depuis la fin de 2018. 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). Le 1^{er} janvier 2019, la réglementation adoptée par le gouvernement de l'Alberta relativement à la réduction obligatoire temporaire de la production est entrée en vigueur. En conséquence, l'écart entre les prix du WTI et celui du WCS s'est réduit, passant d'une moyenne d'environ 40 dollars américains le baril au quatrième trimestre de 2018 à une moyenne d'environ 12 dollars américains le baril au premier trimestre de 2019. Tout au long de 2019, le gouvernement de l'Alberta a progressivement assoupli la limite de production obligatoire, augmenté la limite de base pour la réduction de

la production et introduit plusieurs exemptions, notamment une allocation spéciale de production offrant un allègement temporaire de la réduction équivalant à l'augmentation progressive des expéditions par chemin de fer. La durée de ces règlements est incertaine. L'Impériale surveille continuellement les effets de ces règlements et évalue 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.

Comme décrit plus en détail sous la rubrique 1A, « Facteurs de risque », les risques environnementaux et les réglementations liées au climat pourraient avoir des effets négatifs sur les activités du secteur Amont. Le 1^{er} janvier 2020, le mandat de l'Organisation maritime internationale, qui prévoit un plafond mondial de 0,5 % pour la teneur maximale en soufre du combustible marin, est entré en vigueur. Ce nouveau plafond représente une réduction importante par rapport à la limite précédente et pourrait avoir des répercussions négatives sur les écarts de prix du pétrole brut lourd dans l'Ouest canadien.

L'Impériale croit qu'à long terme, les prix dépendront de l'offre et de la demande, la demande étant en grande partie fonction des activités économiques générales, 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 et d'autres facteurs peuvent influencer considérablement sur les prix. Pour gérer les risques liés aux prix, l'Impériale évalue ses plans annuels et tous les investissements majeurs selon différents scénarios de prix.

Secteur Aval

Le secteur Aval de l'Impériale sert principalement le marché canadien avec des installations de raffinage, de commercialisation et de logistique. La compagnie se situe dans une position concurrentielle sous l'effet des stratégies commerciales du secteur Aval de l'Impériale, quelle que soit la conjoncture commerciale. Elles visent notamment à maintenir un rendement, parmi les meilleurs 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 l'Impériale, à investir avec discernement en vue d'obtenir un rendement solide et avantageux, et à fournir des produits et services de qualité, à valeur ajoutée et différenciés aux clients.

Au Canada, l'Impériale possède et exploite trois raffineries dont la capacité de traitement combinée est de 423 000 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 mondial et régional, le niveau des stocks, les activités de raffinage, l'équilibre entre importations et exportations, les variations des taux de change, les fluctuations saisonnières et les conditions météorologiques et politiques. L'intégration complète de la chaîne de valeur de l'Impériale, du raffinage à la commercialisation, accroît la valeur globale du secteur des carburants.

En 2019, le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut qui a résulté, en partie, de la réglementation temporaire adoptée par le gouvernement de l'Alberta relativement à la réduction obligatoire de la production de pétrole brut, a nui aux marges de l'Impériale.

Comme cela est décrit plus en détail sous la rubrique 1A. « Les 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.

L'Impériale fournit des produits pétroliers aux automobilistes par l'intermédiaire de stations-service de marque Esso et Mobil et de distributeurs indépendants. À la fin de 2019, la compagnie comptait plus de 2 300 établissements qui fonctionnaient sous un modèle d'exploitation de distributeurs de marque pour lesquels l'Impériale fournit du carburant à des tiers indépendants qui possèdent et exploitent des établissements en phase avec les normes de la marque Esso et Mobil.

Produits chimiques

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. En 2019, la poursuite de l'augmentation des capacités de l'industrie, qui a dépassé la croissance de la demande, a nui aux marges. L'Impériale conserve un avantage concurrentiel grâce au maintien d'une rigueur dans l'excellence opérationnelle, les investissements et les coûts, et à l'intégration de son usine chimique de Sarnia à la raffinerie. L'Impériale 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

Chiffres consolidés

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Bénéfice (perte) net	2 200	2 314	490

2019

Le bénéfice net en 2019 s'est élevé à 2 200 millions de dollars ou 2,88 dollars par action sur une base diluée, comparativement à un bénéfice net de 2 314 millions de dollars ou 2,86 dollar par action en 2018. Les résultats de 2019 tiennent compte de l'incidence favorable, surtout hors trésorerie, de 662 millions de dollars liée à la réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Alberta. Le 28 juin 2019, le gouvernement de l'Alberta a adopté une réduction de 4 % du taux d'imposition provincial, le faisant passer de 12 à 8 % d'ici 2022.

2018

Le bénéfice net en 2018 s'est élevé à 2 314 millions de dollars ou 2,86 dollars par action sur une base diluée, une augmentation de 1 824 millions de dollars comparativement à un bénéfice net de 490 millions de dollars ou 0,58 dollar par action en 2017. Les résultats de l'exercice précédent comprenaient des pertes de valeur hors trésorerie comptabilisées de 566 millions de dollars.

Secteur Amont

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Bénéfice (perte) net	1 348	(138)	(706)

2019

Le bénéfice net du secteur amont s'est établi à 1 348 millions de dollars au cours de l'année, reflétant l'incidence favorable de la baisse de 689 millions de dollars venant de la réduction du taux d'imposition des sociétés de l'Alberta. Abstraction faite de cette incidence, le bénéfice net de 2019 s'est établi à 659 millions de dollars, une hausse de 797 millions de dollars par rapport à une perte nette de 138 millions de dollars en 2018. L'amélioration des résultats reflète une augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut d'environ 1 000 millions de dollars, ainsi que des volumes plus élevés d'environ 350 millions de dollars, principalement à Syncrude et à Norman Wells. Les résultats ont subi l'incidence négative des redevances plus élevées d'environ 230 millions de dollars, de l'augmentation des charges d'exploitation d'environ 190 millions de dollars et d'une baisse des volumes à Cold Lake se chiffrant à environ 120 millions de dollars.

2018

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 138 millions de dollars en 2018, comparativement à une perte nette de 706 millions de dollars en 2017. L'amélioration des résultats reflète l'absence de pertes de valeur comptabilisées de 566 millions de dollars, les volumes plus élevés à Kearl d'environ 210 millions de dollars, la baisse des redevances d'environ 80 millions de dollars, et des effets des taux de change favorables d'environ 50 millions de dollars. Ces éléments ont été partiellement compensés par les charges d'exploitation plus élevées d'environ 200 millions de dollars, la baisse des volumes à Cold Lake d'environ 170 millions de dollars et la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut au Canada d'environ 60 millions de dollars.

Prix touchés moyens

en dollars canadiens	2019	2018	2017
Bitume (le baril)	50,02	37,56	39,13
Pétrole synthétique (le baril)	74,47	70,66	67,58
Pétrole brut classique (le baril)	51,81	41,84	53,51
Liquides de gaz naturel (le baril)	22,83	38,66	31,46
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	2,05	2,43	2,58

2019

La valeur moyenne du pétrole WTI s'est élevée à 57,03 dollars américains le baril en 2019, une baisse par rapport à 65,03 dollars américains le baril en 2018. Le cours moyen du pétrole WCS s'est établi en moyenne à 44,29 dollars américains et à 38,71 dollars américains le baril respectivement pour les mêmes périodes. L'écart entre WTI et WCS s'est creusé pour s'établir en moyenne à 13 dollars américains le baril en 2019, comparativement à environ 26 dollars américains le baril pour la même période en 2018. Le dollar canadien atteignait en moyenne 0,75 dollar américain en 2019, soit une baisse de 0,02 dollar américain par rapport à 2018.

Le prix moyen, en dollars canadiens, que l'Impériale a obtenu pour le bitume a augmenté en 2019, soutenu principalement par une augmentation du WCS et des coûts de diluant plus faibles. Le prix touché pour le bitume s'est établi en moyenne à 50,02 dollars le baril, en hausse par rapport aux 37,56 dollars le baril obtenus en 2018. Le prix moyen, en dollars canadiens, que la compagnie a obtenu pour le pétrole brut synthétique a augmenté par rapport au WTI, cette augmentation étant attribuable principalement au rétrécissement de l'écart avec le prix brut léger de l'Ouest canadien. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique était de 74,47 dollars le baril, soit une augmentation par rapport à 70,66 dollars le baril en 2018.

2018

La valeur moyenne du pétrole WTI s'est élevée à 65,03 dollars américains le baril en 2018, une hausse par rapport à 50,85 dollars américains le baril en 2017. Le cours moyen du pétrole WCS s'est établi en moyenne à 38,71 dollars américains et à 38,95 dollars américains le baril respectivement pour les mêmes périodes. Le différentiel entre WTI et WCS s'est creusé pour s'établir en moyenne à 26 dollars américains le baril au troisième trimestre en 2018, comparativement à environ 12 dollars américains le baril pour la même période en 2017. Le dollar canadien atteignait en moyenne 0,77 dollar américain en 2018, un taux de change demeuré inchangé par rapport à 2017.

Le prix moyen, en dollars canadiens, que l'Impériale a obtenu pour le bitume a reculé de manière essentiellement conforme au WCS, ajustée en fonction des variations du taux de change et des coûts du transport. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est établi à 37,56 dollars le baril pour 2018, soit une baisse de 1,57 dollar le baril par rapport à 2017. Le prix moyen, en dollars canadiens, que la compagnie a obtenu pour le pétrole brut synthétique a augmenté de 3,08 dollars le baril pour s'établir en moyenne à 70,66 dollars le baril en moyenne en 2018, mais l'élargissement de l'écart entre le prix du pétrole brut léger de l'Ouest canadien et celui du WTI au quatrième trimestre de 2018 a eu une incidence négative sur le prix obtenu pour le pétrole brut synthétique.

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

en milliers de barils par jour	2019		2018		2017	
	brut	net	brut	net	brut	net
Bitume	285	254	293	255	288	255
Pétrole synthétique (b)	73	65	62	60	62	57
Pétrole brut classique	14	13	5	5	4	3
Total de la production de pétrole brut	372	332	360	320	354	315
LGN mis en vente	2	1	1	2	1	1
Total de la production de pétrole brut et de LGN	374	333	361	322	355	316
Ventes de bitume, diluant compris (c)	387		406		381	
Ventes de LGN	6		6		6	

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

en millions de pieds cubes par jour	2019		2018		2017	
	brut	net	brut	net	brut	net
Production (d) (e)	145	144	129	126	120	114
Production mise en vente (f)		108		94		80

(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. La production nette exclut ces parts.

(b) Les volumes de production de pétrole synthétique de la compagnie correspondaient à la quote-part du volume de production de la coentreprise Syncrude.

(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) La production de gaz naturel comprend les quantités consommées en interne, hormis les quantités réinjectées.

(e) 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.

(f) Comprend les ventes de la quote-part de la compagnie dans la production nette et exclut les quantités consommées en interne.

2019

La production brute totale de bitume à Kearl s'est établie en moyenne à 205 000 barils par jour en 2019 (la part de l'Impériale se chiffrant à 145 000 barils), contre 206 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 146 000 barils) en 2018.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est établie en moyenne à 140 000 barils par jour en 2019, comparativement à 147 000 barils par jour en 2018.

Au cours de 2019, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 73 000 barils par jour, une hausse par rapport à 62 000 barils par jour en 2018. L'augmentation de la production était principalement attribuable au fait qu'elle n'a pas eu à subir les répercussions d'une panne d'électricité, comme en 2018.

2018

La production brute de bitume au site de Kearl s'est élevée en moyenne à 206 000 barils par jour en 2018 (la part de l'Impériale se chiffrant à 146 000 barils), contre 178 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 126 000 barils) en 2017. L'augmentation de la production en 2018 reflète une meilleure fiabilité opérationnelle associée à la préparation du minerai, à une meilleure durabilité des conduites et à une meilleure gestion des charges d'alimentation.

La production brute de bitume de Cold Lake s'est établie en moyenne à 147 000 barils par jour en 2018, comparativement à 162 000 barils par jour en 2017. La baisse des volumes est principalement attribuable au calendrier de production associé à la gestion de la vapeur et aux travaux d'entretien programmés.

Au cours de 2018, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est établie en moyenne à 62 000 barils par jour, demeurant inchangée par rapport à 2017.

Secteur Aval

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Bénéfice (perte) net	961	2 366	1 040

2019

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 961 millions de dollars, comparativement à 2 366 millions de dollars en 2018. Cette baisse s'explique par une contraction des marges, des incidents de fiabilité, dont l'incident de la tour de fractionnement de Sarnia, les répercussions de l'augmentation des activités de révision planifiée et une diminution des volumes de ventes, qui ont retranché respectivement environ 1 130, 150, 140 et 130 millions de dollars. Ces facteurs ont été en partie annulés par les effets de change favorables d'environ 90 millions de dollars.

2018

Le bénéfice net du secteur Aval s'est élevé à 2 366 millions de dollars, une hausse de 1 326 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Les bénéfices plus élevés reflètent principalement l'élargissement des marges d'environ 1 530 millions de dollars contrebalancés en partie par l'absence d'un gain de 151 millions de dollars sur la vente d'un actif excédentaire en 2017.

Utilisation de la capacité de raffinage

en milliers de barils par jour (a)	2019	2018	2017
Production totale des raffineries (b)	353	392	383
Capacité de raffinage au 31 décembre	423	423	423
Utilisation de la capacité totale de raffinage (en pourcentage)	83	93	91

Ventes

en milliers de barils par jour (a)	2019	2018	2017
Essence	249	255	257
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	167	183	177
Mazout lourd	21	26	18
Huiles lubrifiantes et autres produits	38	40	40
Ventes nettes de produits pétroliers	475	504	492

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

(b) Pétrole brut et charges d'alimentation expédiés directement dans les unités de distillation atmosphérique.

2019

Le débit moyen des raffineries a été de 353 000 barils par jour en 2019, comparativement à 392 000 barils par jour en 2018. Le taux d'utilisation de la capacité a été de 83 %, comparativement à 93 % en 2018. La baisse du débit est principalement attribuable aux répercussions de l'augmentation des activités de révision planifiée et de l'incident à la tour de fractionnement de Sarnia. Les ventes de produits pétroliers se sont établies à 475 000 barils par jour en 2019, par rapport à 504 000 barils par jour en 2018. La baisse des ventes de produits pétroliers est principalement attribuable à la baisse des volumes raffinés.

2018

Le débit moyen des raffineries a été de 392 000 barils par jour en 2018, une hausse par rapport à 383 000 barils par jour en 2017. L'utilisation des capacités de production a augmenté à 93 %, contre 91 % en 2017. Les ventes de produits pétroliers se sont établies à 504 000 barils par jour en 2018, une hausse par rapport à 492 000 barils par jour en 2017. La croissance des ventes est toujours soutenue par l'optimisation de l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur Aval et le renforcement des capacités logistiques de l'Impériale.

Produits chimiques

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Bénéfice (perte) net	108	275	235

Ventes

en milliers de tonnes	2019	2018	2017
Polymères et produits chimiques de base	575	602	564
Produits intermédiaires et autres	157	205	210
Ventes totales de produits chimiques	732	807	774

2019

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a atteint le chiffre de 108 millions de dollars en 2019, comparativement à 275 millions de dollars en 2018, principalement attribuable à la contraction des marges.

2018

Le bénéfice net du secteur Produits chimiques s'est élevé à 275 millions de dollars, une hausse de 40 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent, reflétant des marges et des volumes plus élevés.

Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Bénéfice (perte) net	(217)	(189)	(79)

2019

Les dépenses des comptes non sectoriels et autres se sont élevées à 217 millions de dollars en 2019, contre 189 millions de dollars en 2018.

2018

Les dépenses des comptes non sectoriels et autres se sont élevées à 189 millions de dollars en 2018, contre 79 millions de dollars en 2017. Dans le cadre de l'entrée en vigueur de la mise à jour du Financial Accounting Standards Board (FASB), intitulée Compensation – Retirement Benefits (Topic 715): *Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*, en date du 1^{er} janvier 2018, les comptes non sectoriels et autres comprennent les dépenses associées à la retraite non liées aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite. Avant 2018, la majorité de ces coûts étaient alloués aux différents secteurs d'exploitation.

Situation de trésorerie et sources de financement

Sources et affectation des flux de trésorerie

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Trésorerie liée aux :			
Activités d'exploitation	4 429	3 922	2 763
Activités d'investissement	(1 704)	(1 559)	(781)
Activités de financement	(1 995)	(2 570)	(1 178)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	730	(207)	804
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	1 718	988	1 195

La compagnie émet périodiquement de la dette à long terme et maintient un programme de papier commercial. Les fonds auto-générés 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 l'Impériale 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 2016. Une évaluation des régimes de retraite enregistrés de la compagnie au 31 décembre 2019 devrait être achevée en 2020. La compagnie a contribué à hauteur de 211 millions de dollars aux régimes de retraite agréés en 2019. 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.

Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation

2019

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 4 429 millions de dollars en 2019, contre 3 922 millions de dollars en 2018, reflétant principalement les effets favorables du fonds de roulement, partiellement compensés par la baisse des bénéfices, à l'exclusion de l'incidence de la baisse du taux d'imposition des sociétés en Alberta.

2018

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 3 922 millions de dollars en 2018, contre 2 763 millions de dollars en 2017, reflétant principalement des bénéfices plus élevés partiellement annulés par des effets défavorables du fonds de roulement.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

2019

Les activités d'investissement ont donné lieu à des décaissements nets de 1 704 millions de dollars en 2019, comparativement à 1 559 millions de dollars en 2018, reflétant principalement une hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles.

2018

Les activités d'investissement ont donné lieu à des décaissements nets de 1 559 millions de dollars en 2018, comparativement à 781 millions de dollars en 2017, reflétant une hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles et une baisse des produits de la vente d'actifs.

Flux de trésorerie issus d'activités de financement

2019

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont élevés à 1 995 millions de dollars en 2019, comparativement à 2 570 millions de dollars en 2018.

À la fin de l'exercice 2019, le total de la dette s'élevait à 5 190 millions de dollars contre 5 180 millions de dollars à la fin de 2018.

En septembre 2019, la compagnie a repoussé la date d'échéance du prêt à taux variable en dollars canadiens que lui a consenti ExxonMobil au 30 juin 2025. Toutes les autres modalités sont demeurées inchangées.

En novembre 2019, la société a augmenté la capacité de son prêt à vue renouvelable sans intérêt auprès d'ExxonMobil de 75 millions de dollars à 150 millions de dollars. Ce prêt représente la quote-part d'ExxonMobil dans le fonds de roulement nécessaire pour financer les dispositions prises par l'Impériale au nom d'ExxonMobil pour l'achat, la commercialisation, le transport et les contrats de dérivés du pétrole brut et des diluants. Au 31 décembre 2019, la société avait emprunté 111 millions de dollars en vertu de cette entente.

En novembre 2019, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit bancaire à long terme existante de 250 millions de dollars au mois de novembre 2021. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En décembre 2019, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit ferme à court terme existante de 250 millions de dollars au mois de décembre 2020. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

Au cours de 2019, la compagnie a racheté, dans le cadre de son programme de rachat, environ 38,7 millions d'actions pour 1 373 millions de dollars, ce qui comprend les actions rachetées à la société Exxon Mobil Corporation.

Les dividendes versés en 2019 se sont élevés à 631 millions de dollars. Le dividende versé par action en 2019 a été de 0,82 dollar, une hausse par rapport à 0,70 dollar en 2018.

2018

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont élevés à 2 570 millions de dollars en 2018, comparativement à 1 178 millions de dollars en 2017.

À la fin de l'exercice 2018, le total de la dette s'élevait à 5 180 millions de dollars contre 5 207 millions de dollars à la fin de 2017.

En novembre 2018, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit bancaire à long terme existante de 250 millions de dollars au mois de novembre 2020. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En décembre 2018, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit ferme à court terme existante de 250 millions de dollars au mois de décembre 2019. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

Au cours de 2018, la compagnie a racheté, dans le cadre de son programme de rachat, environ 48,7 millions d'actions pour 1 971 millions de dollars, ce qui comprend les actions rachetées à la société Exxon Mobil Corporation.

Les dividendes versés en 2018 se sont élevés à 572 millions de dollars. Le dividende versé par action en 2018 a été de 0,70 dollar, une hausse par rapport à 0,62 dollar en 2017.

Solidité financière

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

pourcentage			
Au 31 décembre	2019	2018	2017
Rapport dettes/capitaux (a)	18	18	18

(a) La dette, définie comme la somme des billets et emprunts et de la dette à long terme (page 35), divisée par le capital, défini comme la somme de la dette et du total des capitaux propres (page 35).

En 2019, les intérêts sur la dette, avant capitalisation des intérêts, s'élevaient à 138 millions de dollars contre 133 millions de dollars en 2018. Le taux d'intérêt effectif moyen sur la dette de la compagnie s'est établi à 2,7 % en 2019, contre 2,5 % en 2018.

Quelle que soit la conjoncture commerciale, cette santé financière constitue un avantage concurrentiel d'une importance stratégique permettant à la compagnie d'avoir facilement accès au marché des capitaux et de prendre d'importants engagements à long terme dans le but de maximiser la valeur pour les actionnaires.

Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la compagnie au 31 décembre 2019. Il a été préparé à partir de données tirées du bilan consolidé et de différentes notes aux états financiers consolidés, selon le cas.

en millions de dollars canadiens	Appel de note	Paiements exigibles par période				Total
		2020	2021 à 2022	2023 à 2024	2025 et au-delà	
Dettes à long terme à l'exclusion des obligations de location-financement (a)	15	-	4 447	-	-	4 447
Contrats de location-exploitation et de location-financement (b)	14	194	203	119	1 116	1 632
Engagements fermes (c)		217	111	66	-	394
Obligations découlant du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite (d)	5	275	120	122	1 363	1 880
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (e)	6	76	64	47	1 213	1 400
Autres contrats d'achat à long terme (f)		883	1 599	1 470	8 637	12 589

- (a) La dette à long terme comprend un prêt de 4 447 millions de dollars auprès d'une société affiliée d'ExxonMobil. Les paiements exigibles par exercice pour le prêt à long terme d'apparentés sont estimés sur la base du droit des apparentés de résilier le prêt avec un préavis par écrit d'au moins 370 jours.
- (b) Les engagements minimums au titre des contrats de location-financement et de location-exploitation, qu'ils soient entamés ou non, sont indiqués sur une base non actualisée. Les contrats sont principalement associés aux cuves de stockage, aux wagons-citernes, aux navires, aux installations de transport et aux conventions relatives aux services.
- (c) Les engagements fermes représentent des obligations de paiement juridiquement contraignantes envers des tiers, au titre desquels des contrats spécifiant toutes les modalités importantes ont été signés pour la construction et l'achat d'actifs immobilisés et d'autres investissements permanents. Dans certains cas où la compagnie signe des contrats nécessitant des engagements pour un cadre de travail, ces engagements ont été inclus dans la mesure où les montants et le calendrier des paiements peuvent être estimés de manière fiable. Les engagements fermes dans des projets d'immobilisations ne sont pas actualisés.
- (d) Montant par lequel les obligations au titre des prestations constituées dépassent la juste valeur de l'actif du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite à la fin de l'exercice. Les paiements par exercice comprennent les cotisations prévues au régime de retraite par capitalisation en 2020 et les paiements estimatifs de prestations au titre des régimes sans capitalisation de tous les exercices.
- (e) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations correspondent à la juste valeur des obligations juridiques liées à la restauration des lieux lors de la mise hors service d'immobilisations d'une durée de vie déterminable.
- (f) Les autres contrats d'achat à long terme comprennent les engagements à long terme non résiliables (ou résiliables uniquement en vertu de certaines conditions) 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.

Des économies d'impôt non comptabilisées totalisant 35 millions de dollars ne figurent pas dans le tableau des engagements de la compagnie, parce que celle-ci 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. Des détails sur ces économies d'impôt non comptabilisées figurent à la note 4 aux états financiers, à la page 47.

Litiges et autres provisions

Comme il est dit dans la note 10 aux états financiers consolidés à la page 57, 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 10, l'Impériale avait un passif éventuel au 31 décembre 2019 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 frais d'exploration avant impôt provenant de l'état consolidé des résultats et de la part de la société 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 l'Impériale 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	2019	2018
Secteur Amont (a)	1 248	991
Secteur Aval	484	383
Produits chimiques	34	25
Comptes non sectoriels et autres	48	28
Total	1 814	1 427

(a) Frais d'exploration inclus.

En 2019, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 1 814 millions de dollars, en hausse de 387 millions de dollars par rapport à 2018.

En 2019, les dépenses en immobilisations et en exploration du secteur Amont ont été de 1 248 millions de dollars, contre 991 millions de dollars en 2018. Les investissements étaient principalement liés aux activités de croissance, notamment l'investissement dans une capacité de concassage supplémentaire à Kearl, la poursuite du développement des actifs non classiques et les dépenses relatives au projet *in situ* d'Aspen.

En 2019, les dépenses en immobilisations du secteur Aval ont été de 484 millions de dollars, contre 383 millions de dollars en 2018. Les investissements ont été consacrés notamment à l'amélioration du réseau de distribution de la compagnie, de même qu'à des projets de raffinerie visant à améliorer la fiabilité, la souplesse des charges d'alimentation, l'efficacité énergétique et le rendement environnemental.

Le total des dépenses d'investissement et d'exploration devrait se situer entre 1,6 milliard et 1,7 milliard de dollars en 2020. Les dépenses réelles pourraient varier en fonction de la progression de chaque projet.

Risques commerciaux et autres incertitudes

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 l'Impériale 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 l'Impériale réduit les risques associés aux variations des cours des matières premières. Par exemple, lorsque les écarts relatifs au pétrole brut léger et lourd entre les prix de référence de l'Amérique du Nord et ceux de l'Ouest canadien se creusent ensemble, l'Impériale 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. Par exemple, l'exposition négative à ces écarts croissants dans le secteur Amont est plus que compensée par l'avantage de la baisse des coûts des charges d'alimentation dans le secteur Aval.

À ce jour, l'Impériale est un consommateur net de gaz naturel utilisé dans les opérations du secteur amont et les raffineries. Une baisse de la valeur du gaz naturel réduit les dépenses d'exploitation de l'Impériale, ce qui augmente le bénéfice de la compagnie.

Dans les environnements compétitifs du secteur aval 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 et du gaz naturel ainsi que ceux des produits pétroliers et chimiques sont généralement libellés en dollars américains. La majeure partie des ventes et des achats de l'Impériale 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.

L'Impériale 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'intérêts affectant la dette de l'Impériale ne serait pas substantiel sur le bénéfice, les flux de trésorerie ou la juste valeur. L'Impériale a accès à une source importante de liquidités à court terme comme à long terme. Les fonds auto-générés 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 l'écart de prix du baril de pétrole brut léger et lourd de l'ordre de 1 dollar américain (b)	+ (-)	40
Baisse (hausse) des prix du gaz naturel (par millier de pieds cubes) de l'ordre de 0,10 dollar américain	+ (-)	7
Variation de la marge de raffinage 2-1-1 de l'ordre de 1 dollar américain par baril (c)	+ (-)	140
Variation de la marge sur les ventes de polyéthylène, de l'ordre de 0,01 dollar américain la livre	+ (-)	7
Baisse (hausse) de 0,01 dollar de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-)	100

- (a) Chaque calcul de sensibilité indique l'incidence 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) Les écarts entre les prix du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd représentent la différence entre les prix de référence du WTI et les prix des pétroles bruts légers et lourds dans l'Ouest canadien.
- (c) 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 gaz naturel, 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 et du gaz naturel 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 donc la viabilité de ses principaux investissements sur un large éventail de prix futurs.

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 3 pour en savoir plus sur les recettes intersectorielles.

La compagnie a recours à un programme de gestion des actifs diligent selon lequel les actifs dont le rendement est décevant sont améliorés pour les amener à un niveau acceptable ou analysés en vue d'une cession éventuelle. Le programme de gestion des actifs comprend une évaluation rigoureuse et régulière pour garantir que tous les actifs contribuent aux objectifs stratégiques de la compagnie.

Gestion des risques

La taille de l'entreprise, sa solide situation financière et la nature complémentaire des secteurs Amont, Aval et Produits chimiques 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 à des fins de négociation. Ces contrats ne sont pas comptabilisés selon la comptabilité de couverture. Le risque de crédit associé à la position sur instrument 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 7, à la page 55. 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. L'Impériale 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, à la page 38.

Réserves de pétrole et de gaz

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 et les pressions des gisements. 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 », élément 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 actuelles. 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 et installations 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 sur des zones prouvées non forcées ou par le biais de puits existants où des dépenses relativement importantes doivent être engagées pour mener à bien l'exploitation. Les réserves prouvées non mises en valeur sont reconnues uniquement si un plan de mise en valeur a été adopté, indiquant qu'il est prévu qu'un puits soit foré dans un délai de cinq ans, à moins que des circonstances spécifiques ne plaident en faveur d'une période plus longue.

Le pourcentage de réserves prouvées mises en valeur, inchangé par rapport à 2018, s'élevait à 89 % des réserves prouvées totales à la fin de l'exercice 2019. Bien que la compagnie soit raisonnablement certaine que les réserves prouvées seront exploitées, les échéances et les quantités extraites peuvent dépendre d'un certain nombre de facteurs, dont l'achèvement des projets de mise en valeur, le rendement des gisements, les approbations réglementaires, la politique gouvernementale, les préférences des consommateurs et des variations importantes des projections des prix à long terme du pétrole 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 ainsi que les réserves prouvées sont des réserves dont la récupération est autant probable qu'improbable.

Les révisions peuvent comprendre des augmentations ou des réductions des volumes de réserves prouvées estimés précédemment pour les gisements existants 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 au premier jour du mois et 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.

À la fin de l'exercice 2016, les révisions à la baisse des réserves de bitume prouvées mises en valeur et non mises en valeur découlaient de la faiblesse des prix. En vertu de la définition des réserves prouvées de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la totalité des 2,5 milliards de barils de bitume à Kearl et environ 0,2 milliard de barils de bitume à Cold Lake n'était plus considérée comme des réserves prouvées.

À la fin de l'exercice 2017, 0,3 milliard de barils de bitume supplémentaires à Kearl et à Cold Lake étaient considérés comme des réserves prouvées en raison de la hausse des prix au cours de l'exercice.

En raison de l'augmentation des prix en 2018, 2,3 milliards de barils de bitume additionnels aux sites de Kearl ont été considérés comme des réserves prouvées à la fin de l'exercice 2018.

En 2019, les révisions à la baisse des réserves prouvées de bitume ont été motivées par des mises à jour des plans techniques et de développement à Kearl, ce qui a entraîné une diminution de 0,2 milliard de barils, partiellement compensée par une augmentation de 0,1 milliard de barils à Cold Lake, associée à un changement à la fin de l'exploitation du gisement attribuable aux prix. Les révisions à la baisse des réserves prouvées de pétrole synthétique ont été le résultat d'une augmentation des obligations de redevances à Syncrude en raison 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 des actifs non classiques de Montney et de Duvernay, et de la cession des biens classiques.

Selon 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 l'Impériale. 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 Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

Amortissement par unité de production

Le calcul de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production constitue une estimation comptable cruciale qui mesure l'amortissement de l'actif constitué par le secteur Amont. 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, 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.

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 techniques et celles liées à la production. Cette approche a été appliquée en 2017 et en 2018, l'effet correspondant sur la charge d'amortissement étant négligeable par rapport aux périodes précédentes. En 2019 et 2020, tous les biens immobiliers disposent de réserves suffisantes aux prix courants de la SEC, ce qui permettra une répartition équitable des coûts sur la durée de vie économique des actifs du secteur Amont. L'incidence de cette approche par rapport aux périodes précédentes est négligeable.

L'incidence de cette approche par rapport aux périodes précédentes devrait être négligeable

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 adverse 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 adverse 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.

L'analyse d'évaluation des actifs, les examens de la rentabilité et d'autres processus de contrôle périodique aident l'Impériale à déterminer si des événements ou des changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable d'un de ses actifs risque d'être perdue.

De manière générale, l'Impériale 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 et des niveaux de prospérité. Dans la mesure où la durée de vie des principaux actifs de la compagnie est calculée en dizaines d'années, la valeur de ces actifs est principalement basée sur les perspectives à long terme des prix des marchandises, ainsi que des coûts de développement et de production futurs. Tout au long de la durée de vie de ces actifs majeurs, la compagnie s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz affichent une importante volatilité. Ainsi, ces actifs connaîtront 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. Tandis que les prix à court terme sont sujets à de grandes fluctuations, les perspectives des prix à plus long terme sont davantage stables et utiles pour déterminer les futurs flux de trésorerie.

Lorsque l'industrie fait face à une baisse soutenue et importante des prix des marchandises, le jeu de l'offre et de la demande sur le marché peut engendrer des variations du prix à long terme de la compagnie ou des hypothèses de marges qu'elle utilise pour ses décisions en matière d'investissement. Dans la mesure où ces changements aboutissent à une baisse importante de ses fourchettes de prix ou de marges à long terme pour le pétrole ou le gaz naturel, la compagnie peut considérer que cette situation, conjointement avec d'autres événements et changements aux circonstances, comme les antécédents de pertes d'exploitation, augure une possible dépréciation pour certains actifs.

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. Ces prix, qui représentent une mesure ponctuelle dans le temps, peuvent être supérieurs ou inférieurs aux hypothèses des prix à long terme 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.

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 de la norme ASC 360 et s'appuie sur le cycle de planification et de budgétisation de la compagnie. 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. Lors de cette évaluation, ces actifs sont regroupés au niveau le plus bas auquel ils peuvent générer des flux de trésorerie isolables, qui sont en grande partie indépendants des flux de trésorerie des autres catégories d'actifs. Les flux de trésorerie employés dans les évaluations de probabilité de récupération sont basés sur les hypothèses de la compagnie qui sont établies dans le cadre du processus annuel de planification et de prise de décisions en matière d'investissement, conformément 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, les taux de change des devises étrangères et les taux d'inflation. 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 estimations de flux de trésorerie pour le test de dépréciation excluent les effets des contrats de dérivés.

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. La juste valeur repose sur les prix du marché si un marché actif existe pour le groupe d'actifs ou les flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation proportionnel au risque. Les gisements importants non prouvés font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés seraient inscrites sur la base de la probabilité économique de succès estimée et 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.

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 2019, le taux de rendement à long terme prévu pour les actifs du régime a été de 4,5 %, comparativement à des rendements réels de 8,1 % et de 6,6 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans terminées le 31 décembre 2019. 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 des prestations, une réduction de 1 % du taux d'actualisation augmenterait l'obligation des prestations du régime d'environ 1 820 millions 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 impôt. À l'Impériale, 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 2019, les charges de retraite ont représenté environ 1 % des charges totales.

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

Les obligations juridiques liées à la restauration des lieux découlant de la mise hors service d'immobilisations d'une durée de vie utile déterminable sont constatées au moment où elles sont contractées, soit en général au moment où les immobilisations sont aménagées. Initialement, les obligations sont évaluées à leur juste valeur et leur valeur est actualisée. Avec le temps, le montant actualisé de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est ajusté pour tenir compte du changement de sa valeur actuelle, et l'effet en est reflété dans les charges de production et de fabrication. Comme les paiements pour régler les obligations se font périodiquement et qu'ils s'étalent sur la durée de vie utile des actifs d'exploitation, qui peut dépasser 25 ans, le taux d'actualisation n'est rajusté que s'il convient de refléter les changements à long terme des taux du marché et des perspectives. En 2019, les obligations ont été actualisées au taux de 6 % et la charge de désactualisation a totalisé 80 millions de dollars avant impôts, ce qui est nettement inférieur à 1 % du total des charges de l'exercice écoulé. L'utilisation d'un taux d'actualisation différent n'aurait pas eu d'incidence importante sur les résultats financiers publiés par la compagnie.

Aucune obligation liée à la mise hors service n'est constatée pour les installations dont la durée de vie utile est indéterminée. Ces obligations 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. Ces sites ont toutefois 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. Une provision est constituée au titre des passifs environnementaux liés à ces immobilisations ainsi qu'aux immobilisations qui ne servent pas à la production lorsqu'il est probable que des obligations ont été contractées et que le montant peut raisonnablement en être estimé.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux sont établis en fonction du coût estimatif des travaux d'ingénierie, compte tenu de la méthode de restauration et de l'ampleur des travaux prévus, selon les prescriptions de la loi, la technologie existante et la vocation éventuelle des lieux. Comme ces estimations sont propres aux lieux visés, il existe de nombreuses hypothèses sous-jacentes aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et à la provision constituée au titre des autres passifs environnementaux de la compagnie. Bien que ces hypothèses puissent changer, aucune n'est assez importante prise individuellement pour avoir une incidence notable sur les résultats financiers publiés par la compagnie.

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. 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 16 aux états financiers consolidés, à la page 64.

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. La direction doit faire preuve d'un grand jugement dans la comptabilisation des provisions concernant les impôts sur les bénéficiaires et les litiges fiscaux, parce que leur issue est souvent difficile à prédire.

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 %. Une réserve financière est constituée pour la différence entre la position prise ou qui devrait être prise dans une déclaration fiscale et le montant constaté dans les états financiers. Les avantages fiscaux non constatés de la compagnie et la description des exercices visés sont résumés dans la note 4 aux états financiers consolidés, à partir de la page 47.

Normes comptables publiées récemment

À compter du 1^{er} janvier 2020, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée *Financial Instruments - Credit Losses (Topic 326)* et ses versions successives. Cette norme exige qu'une provision pour moins-value soit comptabilisée pour les pertes sur créance de certains actifs financiers, qui reflète les pertes de crédit courantes attendues sur la durée de vie contractuelle de l'actif. La provision pour moins-value tient compte du risque de perte, même s'il est négligeable, et tient compte des événements antérieurs, des conditions courantes et des attentes concernant le futur. L'ajustement au titre de l'effet cumulatif estimé au 1^{er} janvier 2020 des bénéfices réinvestis lié à la mise en œuvre de la norme *Credit Losses* devrait être *de minimis*.

Rapport de gestion sur les contrôles internes des états financiers

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 les états financiers de la compagnie. La direction a procédé à une évaluation de l'efficacité des contrôles internes des états financiers 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 les contrôles internes appliqués aux états financiers de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée étaient efficaces au 31 décembre 2019.

PricewaterhouseCoopers LLP, auditeur indépendant officiellement reconnu, a vérifié l'efficacité des contrôles internes de la compagnie appliqués à ses états financiers au 31 décembre 2019, comme il est précisé dans son rapport inclus dans les présentes.

/s/ Bradley W. Corson

B.W. Corson
Président du conseil, président et
chef de la direction

/s/ Daniel E. Lyons

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

26 février 2020



Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et 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 du bilan consolidé ci-joint de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et de ses filiales (ensemble, la « compagnie ») aux 31 décembre 2019 et 2018 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 2019, y compris les notes annexes s'y rapportant (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne de la compagnie à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019, en nous fondant sur 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 mentionnés ci-dessus donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la compagnie aux 31 décembre 2019 et 2018, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2019, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis. De plus, à notre avis, la compagnie maintenait, au 31 décembre 2019, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière, dans tous ses aspects significatifs, 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 de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière, qui est présentée dans le rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière. Notre responsabilité consiste à exprimer des opinions sur les états financiers consolidés et le contrôle interne de la compagnie à l'égard de l'information financière, 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 à l'égard 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 selon les 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 ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Nos audits des états financiers consolidés ont compris la mise en œuvre de procédures visant à évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, ainsi que la mise en œuvre de procédures visant à atténuer ces risques. Ces procédures ont compris l'examen, par sondages, des éléments probants à l'appui des montants et des informations présentés dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables utilisés et des principales estimations établies par la direction, de même que l'évaluation 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, l'évaluation du risque qu'il existe une faiblesse importante, l'application de tests et l'évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de l'évaluation du risque. Nos audits ont également compris la mise en œuvre de toutes les autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits fournissent une base raisonnable pour fonder nos opinions.

Définition du contrôle interne à l'égard de l'information financière et limites qui lui sont inhérentes

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. Cela comprend les politiques et procédures qui i) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés pour donner une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; ii) fournissent l'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 ses 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 est exposée au 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 devrait être communiquée au Comité d'audit et i) qui est liée à des comptes ou à 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'opinion distincte sur celle-ci ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elle se rapporte.

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

Comme il est présenté aux notes 1 et 3 des états financiers consolidés, le solde net des immobilisations corporelles du secteur Amont de la compagnie s'établit à 31,2 G\$ au 31 décembre 2019, et la dotation à l'amortissement et à l'épuisement correspondante, pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, s'élève à 1,4 G\$. 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 engagés 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 quantités des réserves prouvées 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'estimation des réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel est un processus continu qui repose sur des évaluations techniques, commerciales et de marché ainsi que sur une analyse détaillée des données sur les puits comme les débits et les pressions des gisements, ainsi que des coûts de développement et de production. Comme la direction en a fait 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 »).

Pour déterminer que la mise en œuvre des procédures à l'égard de l'incidence des réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel sur le montant net des immobilisations corporelles du secteur Amont constituait une question critique de l'audit, nous nous sommes principalement appuyés sur le fait que la direction a exercé un jugement important et a eu recours aux spécialistes de la direction pour établir les estimations des réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel, ce qui a donné lieu de la part de l'auditeur à l'exercice d'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 hypothèses importantes utilisées par la direction, notamment les coûts de mise en valeur et les volumes de production.

Pour traiter cette question, nous avons mis en œuvre des procédures et évalué les éléments probants nécessaires à la formulation de notre opinion globale sur les états financiers consolidés. Dans le cadre de ces procédures, nous avons testé l'efficacité des contrôles liés aux estimations des réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel et au calcul de la charge d'amortissement. Ces procédures ont aussi consisté, entre autres, i) à tester l'exhaustivité, l'exactitude et la pertinence des données sous-jacentes utilisées pour établir les estimations de la direction; ii) à évaluer les hypothèses importantes utilisées par la direction pour établir ces estimations, y compris les coûts de mise en valeur et les volumes de production et iii) à tester les taux d'amortissement par unité de production utilisés pour calculer la charge d'amortissement et d'épuisement. Le travail des spécialistes de la direction a été utilisé aux fins de la mise en œuvre des procédures d'évaluation du caractère raisonnable des estimations des réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel. Préalablement à l'utilisation de ce travail, les compétences et l'objectivité des spécialistes ont été évaluées de même que les méthodes et les hypothèses qu'ils utilisent. Les procédures effectuées ont aussi compris des tests des données utilisées par les spécialistes de la direction et une évaluation des conclusions des spécialistes. L'évaluation des hypothèses importantes relativement aux estimations des réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel a également requis l'obtention d'éléments probants pour étayer le caractère raisonnable des hypothèses, y compris le caractère raisonnable des hypothèses compte tenu de la performance passée de la compagnie, et pour en vérifier la cohérence avec les éléments probants obtenus dans d'autres secteurs de l'audit.

(signé) *PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.*

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 26 février 2020

Nous agissons en qualité d'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

	2019	2018	2017
Produits et autres revenus			
Produits (a)	34 002	34 964	29 125
Revenus de placement et d'autres sources (note 9)	99	135	299
Total des produits et des autres revenus	34 101	35 099	29 424
Dépenses			
Exploration (note 16)	47	19	183
Achats de pétrole brut et de produits (b)	20 946	21 541	18 145
Production et fabrication (c)	6 520	6 121	5 586
Frais de vente et frais généraux (c)	900	908	883
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	1 808	1 667	1 673
Dépréciation et épuisement	1 598	1 555	2 172
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	143	107	122
Financement (d) (note 13)	93	108	78
Total des dépenses	32 055	32 026	28 842
Bénéfice (perte) avant impôts	2 046	3 073	582
Impôts sur le bénéfice (note 4)	(154)	759	92
Bénéfice (perte) net	2 200	2 314	490
Informations par action (en dollars canadiens)			
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base (note 11)	2,88	2,87	0,58
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (note 11)	2,88	2,86	0,58
(a) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits (note 17).	8 569	6 383	4 110
(b) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et autres produits (note 17).	3 305	4 092	2 687
(c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et fabrication, et les frais de vente et frais généraux (note 17).	628	566	544
(d) Sommes remboursables aux apparentés comprises dans le financement (note 17).	98	89	60

Les notes 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	2019	2018	2017
Bénéfice (perte) net	2 200	2 314	490
Autres éléments du résultat étendu (perte), après impôts			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement)	(505)	158	(54)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées pour la période	111	140	136
Total des autres éléments du résultat étendu (perte)	(394)	298	82
Résultat étendu (perte)	1 806	2 612	572

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

Bilan consolidé (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens
Au 31 décembre

	2019	2018
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie	1 718	988
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives (a)	2 699	2 529
Stocks de pétrole brut et de produits (note 12)	1 296	1 297
Matières, fournitures et charges payées d'avance	616	541
Total de l'actif à court terme	6 329	5 355
Investissements et créances à long terme (b)	891	857
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	34 203	34 225
Écart d'acquisition	186	186
Autres éléments d'actif, y compris non matériels (montant net)	578	833
Total de l'actif	42 187	41 456
Passif		
Passif à court terme		
Billets et emprunts (c) (note 13)	229	202
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 12)	4 260	3 688
Impôts sur le bénéfice à payer	106	65
Total du passif à court terme	4 595	3 955
Dette à long terme (d) (note 15)	4 961	4 978
Autres obligations à long terme (e) (note 6)	3 637	2 943
Passif d'impôts futurs (note 4)	4 718	5 091
Total du passif	17 911	16 967
Engagements et passif de prévoyance (note 10)		
Capitaux propres		
Actions ordinaires à la valeur attribuée (f) (note 11)	1 375	1 446
Bénéfices réinvestis	24 812	24 560
Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 18)	(1 911)	(1 517)
Total des capitaux propres	24 276	24 489
Total du passif et des capitaux propres	42 187	41 456

(a) Les comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives, comprennent des sommes remboursables nettes par des apparentés de 1 007 millions de dollars (666 millions de dollars en 2018), (note 17).

(b) Les autres obligations à long terme comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 296 millions de dollars (146 millions de dollars en 2018), (note 17).

(c) Les billets et emprunts comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 111 millions de dollars (75 millions de dollars en 2018), (note 17).

(d) La dette à long terme comprenait des sommes remboursables à des apparentés de 4 447 millions de dollars (4 447 millions de dollars en 2018), (note 17).

(e) Les autres obligations à long terme comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 0 millions de dollars (15 millions de dollars en 2018), (note 17).

(f) Le nombre d'actions ordinaires autorisées et en circulation était respectivement de 1 100 millions et de 744 millions (respectivement 1 100 millions et 783 millions en 2018), (note 11).

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

Approuvé par le conseil.

/s/ Bradley W. Corson

B.W. Corson
Président du conseil, président et
chef de la direction

/s/ Daniel E. Lyons

D.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	2019	2018	2017
Actions ordinaires à la valeur attribuée (note 11)			
Au début de l'exercice	1 446	1 536	1 566
Émises dans le cadre du régime d'options d'achat d'actions	-	-	-
Achats d'actions à la valeur attribuée	(71)	(90)	(30)
À la fin de l'exercice	1 375	1 446	1 536
Bénéfices réinvestis			
Au début de l'exercice	24 560	24 714	25 352
Bénéfice (perte) net de l'exercice	2 200	2 314	490
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(1 302)	(1 881)	(597)
Dividendes annoncés	(646)	(587)	(531)
À la fin de l'exercice	24 812	24 560	24 714
Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 18)			
Au début de l'exercice	(1 517)	(1 815)	(1 897)
Autres éléments du résultat étendu (perte)	(394)	298	82
À la fin de l'exercice	(1 911)	(1 517)	(1 815)
Capitaux propres en fin d'exercice	24 276	24 489	24 435

Les notes 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

Rentrées (sorties)

Exercices se terminant le 31 décembre

	2019	2018	2017
Activités d'exploitation			
Bénéfice (perte) net	2 200	2 314	490
Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie :			
Dépréciation et épuisement	1 598	1 509	2 172
Dépréciation d'actifs incorporels	-	46	-
(Gain) perte à la vente d'actifs (note 9)	(46)	(54)	(220)
Impôts sur les bénéfices reportés et autres	(237)	806	321
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :			
Comptes débiteurs	(170)	224	(689)
Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance	(74)	(338)	(83)
Impôts sur le bénéfice à payer	41	8	(431)
Comptes créditeurs et charges à payer	1 010	(764)	678
Autres postes – montant net (a) (c)	107	171	525
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 429	3 922	2 763
Activités d'investissement			
Acquisitions d'immobilisations corporelles (a)	(1 636)	(1 491)	(993)
Produits des ventes d'actifs (note 9)	82	59	232
Placements supplémentaires	-	-	(1)
Prêt à une société dans laquelle la compagnie détient une participation en actions	(150)	(127)	(19)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 704)	(1 559)	(781)
Activités de financement			
Dette à court terme - montant net (note 13)	36	-	-
Réduction d'obligations de location-financement (note 15)	(27)	(27)	(27)
Dividendes versés	(631)	(572)	(524)
Actions ordinaires achetées (note 11)	(1 373)	(1 971)	(627)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 995)	(2 570)	(1 178)
Augmentation (diminution) de trésorerie	730	(207)	804
Trésorerie au début de l'exercice	988	1 195	391
Trésorerie à la fin de l'exercice (b)	1 718	988	1 195
(a) L'impact des programmes d'émission de carbone est inclus dans l'acquisition d'immobilisations corporelles et tous les autres postes – montant net.			
(b) La trésorerie est composée de liquidités en banque et d'équivalents de trésorerie au prix coûtant. Les équivalents de trésorerie sont des titres très liquides arrivant à échéance au plus tard trois mois après la date de leur achat.			
(c) Comprendait des cotisations aux régimes enregistrés de retraite.	(211)	(203)	(212)
Impôts sur les bénéfices (payés) recouverts.	145	(82)	(231)
Intérêts (payés), après capitalisation.	(91)	(110)	(76)

Transaction hors trésorerie

En 2019, la compagnie a retiré 570 millions de dollars d'actifs et de passifs correspondants liés à la révocation par le gouvernement de l'Ontario de sa loi sur le plafonnement et l'échange. L'impact de cette suppression n'a pas été reflété dans les lignes « Comptes créditeurs et charges à payer » et « Autres postes – montant net » de l'état consolidé des flux de trésorerie, car il ne s'agissait pas d'une opération en espèces.

Les notes 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 la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée.

L'énergie est l'activité principale de la compagnie, 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.

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 2019. 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 sociétés dans lesquelles l'Impériale détient une participation ainsi que la capacité permanente d'en déterminer unilatéralement les stratégies et les politiques d'exploitation, d'investissement et de financement. Pétrolière Impériale Ressources Ltée est la seule principale filiale comprise dans les états financiers consolidés et appartient entièrement à la 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 du secteur Amont, produits et charges, dont sa participation de 25 % dans la coentreprise Syncrude et de 70,96 % dans la coentreprise Kearn.

Revenus

L'Impériale 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 rajustements 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 rajustements 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.

Les « Produits » et les « Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives » découlent principalement de contrats avec les clients. Les créances à long terme proviennent principalement de non-clients. 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, les programmes de fidélisation 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

L'Impériale 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 ou 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 l'Impériale dans le bénéfice depuis l'acquisition de la participation, déduction faite des dividendes touchés. La quote-part de l'Impériale 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 un placement similaire 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. L'Impériale 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, l'Impériale 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 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 réserves prouvées de pétrole et de gaz. 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 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 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 techniques et celles liées à la production. Cette approche a été appliquée en 2017 et en 2018, l'effet correspondant sur la charge d'amortissement étant négligeable par rapport aux périodes précédentes. En 2019 et 2020, tous les biens immobiliers disposent de réserves suffisantes aux prix courants de la SEC, ce qui permettra une répartition équitable des coûts sur la durée de vie économique des actifs du secteur Amont. L'incidence de cette approche par rapport aux périodes précédentes devrait être négligeable.

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 adverse 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 adverse 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.

L'analyse d'évaluation des actifs, les examens de la rentabilité et d'autres processus de contrôle périodique aident l'Impériale à déterminer si des événements ou des changements aux circonstances indiquent que la valeur comptable d'un de ses actifs risque d'être perdue.

De manière générale, l'Impériale 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 et des niveaux de prospérité. Dans la mesure où la durée de vie des principaux actifs de la compagnie est calculée en dizaines d'années, la valeur de ces actifs est principalement basée sur les perspectives à long terme des prix des marchandises, ainsi que des coûts de développement et de production futurs. Tout au long de la durée de vie de ces actifs majeurs, la compagnie s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz affichent une importante volatilité. Ainsi, ces actifs connaîtront 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. Tandis que les prix à court terme sont sujets à de grandes fluctuations, les perspectives des prix à plus long terme sont davantage stables et utiles pour déterminer les futurs flux de trésorerie.

Lorsque l'industrie fait face à une baisse soutenue et importante des prix des marchandises, le jeu de l'offre et de la demande sur le marché peut engendrer des variations du prix à long terme de la compagnie ou des hypothèses de marges qu'elle utilise pour ses décisions en matière d'investissement. Dans la mesure où ces changements aboutissent à une baisse importante de ses fourchettes de prix ou de marges à long terme pour le pétrole ou le gaz naturel, la compagnie peut considérer que cette situation, conjointement avec d'autres événements et changements aux circonstances, comme les antécédents de pertes d'exploitation, augure une possible dépréciation pour certains actifs.

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. Ces prix, qui représentent une mesure ponctuelle dans le temps, peuvent être supérieurs ou inférieurs aux hypothèses des prix à long terme 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.

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 de la norme ASC 360 et s'appuie sur le cycle de planification et de budgétisation de la compagnie. 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. Lors de cette évaluation, ces actifs sont regroupés au niveau le plus bas auquel ils peuvent générer des flux de trésorerie isolables, qui sont en grande partie indépendants des flux de trésorerie des autres catégories d'actifs. Les flux de trésorerie employés dans les évaluations de probabilité de récupération sont basés sur les hypothèses de la compagnie qui sont établies dans le cadre du processus annuel de planification et de prise de décisions en matière d'investissement, conformément 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, les taux de change des devises étrangères et les taux d'inflation. 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 estimations de flux de trésorerie pour le test de dépréciation excluent les effets des contrats de dérivés.

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. La juste valeur repose sur les prix du marché si un marché actif existe pour le groupe d'actifs ou les flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation proportionnel au risque. Les gisements importants non prouvés font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés seraient inscrites sur la base de la probabilité économique de succès estimée et 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 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. Les pertes sur les biens vendus sont comptabilisées lorsqu'elles sont encourues ou lorsque les biens sont retenus pour leur vente et que la juste valeur marchande de ces biens est inférieure à leur valeur comptable.

Les gains et les pertes à la vente d'actifs sont inscrits au poste « Revenus de placement et d'autres sources », dans l'état consolidé des résultats.

Capitalisation des intérêts

Les intérêts débiteurs engagés pour financer les dépenses au cours de la phase de construction de projets sont capitalisés dans les immobilisations corporelles et sont amortis au cours de la durée de vie des éléments d'actif connexes. 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.

Contrats de location

Dans les situations où les actifs sont loués, le passif au titre des contrats de location-exploitation 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 du passif au titre des contrats de location. Les actifs loués pour pratiquement toute leur durée de vie utile 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. Pour un complément d'information, voir la note 14 aux états financiers consolidés, à la page 60.

Écart d'acquisition et autres actifs incorporels

L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais est soumis à un test de dépréciation au moins une fois l'an, ou plus souvent si des faits ou des circonstances indiquent que l'actif pourrait avoir subi une perte de valeur. Les pertes de valeur sont constatées dans les résultats de l'exercice. L'évaluation de la perte de valeur d'un écart d'acquisition se fonde sur une comparaison entre la valeur comptable de l'écart d'acquisition et des actifs d'exploitation connexes et la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie nets découlant de ces actifs d'exploitation.

Les actifs incorporels d'une durée de vie utile déterminable sont amortis sur leur durée de vie estimative. Les frais de développement de logiciels sont amortis sur une période maximale de 15 ans et les listes de clients, sur une période maximale de 10 ans. La dotation à l'amortissement est comptabilisée au poste « Amortissement et épuisement » dans l'état consolidé des résultats.

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

Les obligations juridiques liées à la restauration des lieux découlant de la mise hors service d'immobilisations d'une durée de vie utile déterminable sont constatées au moment où elles sont contractées, soit en général au moment où les immobilisations sont aménagées. Ces obligations se rapportent principalement aux frais d'assainissement et de restauration des sols et aux frais d'abandon et de démolition des puits de pétrole et de gaz et des installations connexes. La compagnie fait des estimations, 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 sans risque ajustés en fonction de la qualité du crédit et les taux d'inflation. Initialement, les obligations sont évaluées à leur juste valeur et leur valeur est actualisée. Un montant correspondant à l'obligation initiale est ajouté aux coûts capitalisés de l'actif en question. Avec le temps, le montant actualisé de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est ajusté de manière à rendre compte de la variation de sa valeur actualisée, et les coûts capitalisés initialement sont amortis sur la durée de vie utile des immobilisations en question.

Aucune obligation liée à la mise hors service n'est constatée pour les installations de fabrication, de distribution, de commercialisation et d'administration dont la durée de vie utile est indéterminée. Ces obligations 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. Ces sites ont toutefois 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. Une provision est constituée au titre des passifs environnementaux liés à ces immobilisations 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.

Rémunération à base d'actions

La compagnie attribue à certains employés une rémunération à base d'actions sous la forme d'unités d'actions non acquises. La charge de rémunération est mesurée à chaque période de déclaration en fonction du cours actuel de l'action de la compagnie et est portée au poste « Frais de vente et frais généraux » dans l'état consolidé des résultats sur la période d'acquisition de chaque attribution. Pour un complément d'information, voir la note 8 aux états financiers consolidés, à la page 56.

Normes comptables publiées récemment

À compter du 1^{er} janvier 2020, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée *Financial Instruments - Credit Losses (Topic 326)*, comme modifiée. Cette norme exige qu'une provision pour moins-value soit comptabilisée pour les pertes sur créance de certains actifs financiers, qui reflète les pertes de crédit courantes attendues sur la durée de vie contractuelle de l'actif. La provision pour moins-value tient compte du risque de perte, même s'il est négligeable, et tient compte des événements antérieurs, des conditions courantes et des attentes concernant le futur. L'ajustement au titre de l'effet cumulatif estimé au 1^{er} janvier 2020 des bénéfices réinvestis lié à la mise en œuvre de la norme *Credit Losses* devrait être de *minimis*.

2. Modifications comptables

À compter du 1^{er} janvier 2019, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée *Leases (Topic 842)* et ses versions successives. La norme exige que tous les contrats de location soient comptabilisés comme un actif au titre du droit d'utilisation et un passif dans le bilan. La méthode de transition utilisée par la compagnie applique la nouvelle norme sur les contrats de location à compter du 1^{er} janvier 2019. L'Impériale a appliqué une politique visant à exclure du bilan la comptabilisation des baux à court terme et pris certaines mesures pratiques lors de l'adoption. Comme autorisé, la compagnie n'a pas réévalué si les contrats en vigueur sont ou contiennent des baux, la classification des baux existants, les coûts directs initiaux de tout bail existant et si les servitudes et droits de passage existants, qui n'étaient pas comptabilisés auparavant comme baux, sont ou contiennent un bail. Au moment de l'adoption de la norme, le 1^{er} janvier 2019, un passif au titre des contrats de location-exploitation de 298 millions de dollars a été comptabilisé et l'actif au titre du droit d'utilisation étaient de 298 millions de dollars. Il n'y a eu aucun ajustement à effet cumulatif des bénéfices.

3. Secteurs d'activité

La compagnie exerce ses activités au Canada. Les fonctions Amont, Aval et Produits chimiques correspondent pour l'essentiel aux secteurs d'exploitation de l'entreprise, qui sont déclarés séparément. 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.

Ces fonctions ont été définies comme des secteurs d'exploitation de la compagnie parce que ce sont les secteurs a) qui exercent les activités commerciales à partir desquelles des revenus sont gagnés et des charges engagées, b) dont les résultats d'exploitation sont examinés périodiquement par le chef de l'exploitation aux fins de la prise de décisions quant aux ressources qui seront attribuées aux secteurs et à

l'évaluation de la performance des secteurs, et c) pour lesquels des informations financières distinctes sont disponibles.

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 qu'au passif au titre des prestations de retraite et d'autres 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 liées 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 l'exposé 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		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Produits et autres revenus									
Produits (a)	9 479	8 525	7 302	23 591	25 200	20 714	932	1 239	1 109
Ventes intersectorielles	3 763	2 634	2 264	1 597	1 542	1 155	229	279	262
Revenus de placement et d'autres sources (note 9)	17	11	16	47	95	269	-	-	-
	13 259	11 170	9 582	25 235	26 837	22 138	1 161	1 518	1 371
Dépenses									
Exploration (b) (note 16)	47	19	183	-	-	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	6 528	5 833	4 526	19 332	19 326	16 543	667	831	751
Production et fabrication (c)	4 440	4 305	3 913	1 829	1 606	1 576	251	210	209
Frais de vente et frais généraux (c)	-	-	-	774	773	772	86	87	78
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	-	-	-	1 808	1 667	1 673	-	-	-
Dépréciation et épuisement (b) (d)	1 374	1 278	1 939	186	242	202	16	14	12
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite (c)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financement (note 13)	3	1	13	-	2	-	-	-	-
Total des dépenses	12 392	11 436	10 574	23 929	23 616	20 766	1 020	1 142	1 050
Bénéfice (perte) avant impôts	867	(266)	(992)	1 306	3 221	1 372	141	376	321
Charge (économie) d'impôts (e) (note 4)	(481)	(128)	(286)	345	855	332	33	101	86
Bénéfice (perte) net	1 348	(138)	(706)	961	2 366	1 040	108	275	235
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 423	916	1 257	1 965	2 749	1 396	172	354	235
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (f)	1 248	991	416	484	383	200	34	25	17
Immobilisations corporelles									
Coût	47 050	46 435	45 542	6 123	5 900	5 683	954	916	888
Amortissement cumulé et épuisement	(15 889)	(15 050)	(13 844)	(3 830)	(3 763)	(3 594)	(680)	(662)	(644)
Immobilisations corporelles, montant net (g)	31 161	31 385	31 698	2 293	2 137	2 089	274	254	244
Total de l'actif (h) (i)	34 554	34 829	35 044	5 179	5 119	4 890	416	438	399

en millions de dollars canadiens	Comptes non sectoriels			Éliminations			Chiffres consolidés		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Produits et autres revenus									
Produits (a)	-	-	-	-	-	-	34 002	34 964	29 125
Ventes intersectorielles	-	-	-	(5 589)	(4 455)	(3 681)	-	-	-
Revenus de placement et d'autres sources (note 9)	35	29	14	-	-	-	99	135	299
	35	29	14	(5 589)	(4 455)	(3 681)	34 101	35 099	29 424
Dépenses									
Exploration (b) (note 16)	-	-	-	-	-	-	47	19	183
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	-	(5 581)	(4 449)	(3 675)	20 946	21 541	18 145
Production et fabrication (c)	-	-	-	-	-	-	6 520	6 121	5 698
Frais de vente et frais généraux (c)	48	54	49	(8)	(6)	(6)	900	908	893
Taxe d'accise fédérale et frais de carburant	-	-	-	-	-	-	1 808	1 667	1 673
Dépréciation et épuisement (b) (d)	22	21	19	-	-	-	1 598	1 555	2 172
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite (c)	143	107	-	-	-	-	143	107	-
Financement (note 13)	90	105	65	-	-	-	93	108	78
Total des dépenses	303	287	133	(5 589)	(4 455)	(3 681)	32 055	32 026	28 842
Bénéfice (perte) avant impôts	(268)	(258)	(119)	-	-	-	2 046	3 073	582
Charge (économie) d'impôts (e) (note 4)	(51)	(69)	(40)	-	-	-	(154)	759	92
Bénéfice (perte) net	(217)	(189)	(79)	-	-	-	2 200	2 314	490
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(124)	(116)	(125)	(7)	19	-	4 429	3 922	2 763
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (f)	48	28	38	-	-	-	1 814	1 427	671
Immobilisations corporelles									
Coût	741	693	665	-	-	-	54 868	53 944	52 778
Amortissement cumulé et épuisement	(266)	(244)	(223)	-	-	-	(20 665)	(19 719)	(18 305)
Immobilisations corporelles, montant net (g)	475	449	442	-	-	-	34 203	34 225	34 473
Total de l'actif (h) (i)	2 536	1 548	1 703	(498)	(478)	(435)	42 187	41 456	41 601

- (a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 7 190 millions de dollars (6 661 millions de dollars en 2018, 4 392 millions de dollars en 2017). Des ventes à destination des États-Unis ont été enregistrées dans tous les secteurs d'activité, mais surtout dans celui du secteur Amont.
- (b) En 2017, le secteur Amont comprend les pertes de valeur hors trésorerie de 396 millions de dollars, avant impôts, associées au développement de Horn River, et de 379 millions de dollars, avant impôts, associées au projet gazier Mackenzie. Les pertes de valeur sont constatées dans les lignes « Exploration » et « Amortissement et épuisement » dans l'état consolidé des résultats et la ligne « Amortissement cumulé et épuisement » du bilan consolidé.
- (c) Dans le cadre de la mise en œuvre de la mise à jour de la norme comptable, *Compensation – Retirement Benefits (Topic 715)*, à compter du 1^{er} janvier 2018, la rubrique Comptes non sectoriels et autres comprend toutes les dépenses associées à la retraite non liées aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite. Avant 2018, la majorité de ces coûts étaient alloués aux différents secteurs d'exploitation.
- (d) En 2018, le secteur Aval comprenait une charge de dépréciation hors trésorerie de 46 millions de dollars, avant impôts, liée à l'abrogation par le gouvernement de l'Ontario de sa loi sur le plafonnement et l'échange.
- (e) Les résultats sectoriels en 2019 comprennent un effet favorable largement hors trésorerie de 662 millions de dollars associé à la baisse du taux d'imposition des sociétés en Alberta, l'effet le plus important se faisant sentir dans le secteur Amont.
- (f) 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. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration excluent l'achat de crédits de carbone.
- (g) Comprend des immobilisations corporelles en cours de construction de 2 149 millions de dollars (1 553 millions de dollars en 2018, 1 047 millions de dollars en 2017).
- (h) À compter du 1^{er} janvier 2019, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée *Leases (Topic 842)* et ses versions successives. Au 31 décembre 2019, le total de l'actif comprend des biens loués en vertu de contrats de location-exploitation d'une valeur de 260 millions de dollars. Le choix a été fait de ne pas retraiter les exercices antérieurs. Pour plus de détails, voir la note 14.
- (i) En 2019, la société a retiré 570 millions de dollars de l'actif total et du passif correspondant du secteur Aval liés à la révocation par le gouvernement de l'Ontario de sa loi sur le plafonnement et l'échange.

4. Impôts sur le bénéfice

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Charge d'impôts exigibles (a)	140	(14)	(58)
Passif d'impôts futurs (a)	(294)	773	150
Total de la charge d'impôts sur les bénéficiaires (a)	(154)	759	92
Taux d'imposition des sociétés prévu par la loi (en pourcentage)	26,0	26,9	26,9
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :			
Cessions (b)	(0,6)	(0,3)	(5,3)
Variation du taux d'imposition en vigueur (a)	(31,9)	-	0,9
Autre (c)	(1,0)	(1,9)	(6,6)
Taux d'imposition effectif	(7,5)	24,7	15,9

(a) Le 28 juin 2019, le gouvernement de l'Alberta a adopté une réduction de 4 % du taux d'imposition provincial, le faisant passer de 12 à 8 % d'ici 2022. Le 2 novembre 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a appliqué une augmentation de 1 % du taux d'impôt provincial (de 11 à 12 %).

(b) Les cessions en 2017 étaient principalement liées à la vente d'un actif excédentaire en Ontario.

(c) Les autres diminutions en 2017 et 2018 sont principalement liées aux ajustements et aux réévaluations des années précédentes.

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	2019	2018	2017
Dépréciation et amortissement	5 164	5 726	5 564
Forages fructueux et achats de terrains	750	856	762
Prestations de retraite et avantages sociaux	(469)	(336)	(422)
Restauration des lieux	(336)	(381)	(376)
Intérêts capitalisés	117	121	118
Évaluation des stocks selon la méthode DEPS	(276)	(107)	(318)
Reports de perte fiscale	(141)	(658)	(936)
Autres	(161)	(150)	(196)
Passif d'impôts futurs – Montant net	4 648	5 071	4 196

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	2019	2018	2017
Solde au 1 ^{er} janvier	36	78	106
Ajouts au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	1	9	2
Réductions au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	-	(2)	-
Réductions en raison du dépassement du délai de prescription	-	-	-
Règlements avec les autorités fiscales	(2)	(49)	(30)
Solde au 31 décembre	35	36	78

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 2019, 2018 et 2017 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net et les flux de trésorerie de la compagnie. Les déclarations fiscales de 2015 à 2019 de la compagnie sont sujettes à examen par les autorités fiscales. Les déclarations fiscales de 2003 à 2014 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 2020. 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 bénéfices dans les intérêts débiteurs ou créditeurs et les pénalités fiscales dans les charges d'exploitation.

5. 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 de répartition 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 constituées et les actifs du régime liés aux régimes à prestations déterminées sont calculés au 31 décembre.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2019	2018	2019	2018
Hypothèses retenues pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre (en pourcentage)				
Taux actualisé	3,10	3,90	3,10	3,90
Augmentation de la rémunération à long terme	4,50	4,50	4,50	4,50
en millions de dollars canadiens				
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées				
Obligation au titre des prestations projetées au 1 ^{er} janvier	8 359	8 785	582	670
Coût des services actuels	228	239	16	17
Intérêts débiteurs	324	302	20	22
Pertes (gains) actuariels	1 053	(498)	99	(101)
Modifications	283	-	-	-
Prestations versées (a)	(461)	(469)	(24)	(26)
Obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre	9 786	8 359	693	582
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre	8 814	7 661		

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 5,66 % en 2020 et diminuent progressivement jusqu'à 3,57 % en 2040 et au-delà. Une augmentation de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé augmenterait le coût des services passés et des intérêts débiteurs de 5 millions de dollars et l'obligation cumulée au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite de 75 millions de dollars. Une baisse de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé diminuerait le coût des services passés et des intérêts débiteurs de 4 millions de dollars et l'obligation cumulée au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite de 60 millions de dollars.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2019	2018	2019	2018
en millions de dollars canadiens				
Variation de l'actif des régimes				
Juste valeur au 1 ^{er} janvier	7 691	7 870		
Rendement (perte) réel de l'actif des régimes	1 114	20		
Cotisations de la compagnie	211	203		
Prestations versées (b)	(417)	(402)		
Juste valeur au 31 décembre	8 599	7 691		
Excédent (insuffisance) de l'actif par rapport à l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre				
Régimes capitalisés	(590)	(180)		
Régimes non capitalisés	(597)	(488)	(693)	(582)
Total (c)	(1 187)	(668)	(693)	(582)

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

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

(c) 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 sous-capitalisé des avantages complémentaires de retraite a été comptabilisé comme un passif dans le bilan consolidé, et les changements apportés à la capitalisation ont été reconnus 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	
	2019	2018	2019	2018
Les montants comptabilisés au bilan consolidé sont constitués de ce qui suit :				
Passif à court terme	(27)	(27)	(31)	(28)
Autres obligations à long terme	(1 160)	(641)	(662)	(554)
Total comptabilisé	(1 187)	(668)	(693)	(582)
Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constitués de ce qui suit :				
Pertes (gains) actuariels – Montant net	2 256	2 117	133	33
Coût des services passés	283	-	-	-
Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	2 539	2 117	133	33

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 2019, le taux de rendement à long terme prévu qui a servi au calcul des charges de retraite a été de 4,5 % contre des rendements réels de 8,1 % et de 6,6 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans respectivement, terminées le 31 décembre 2019.

	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Hypothèses retenues pour déterminer le coût net au titre des prestations des exercices clos le 31 décembre (en pourcentage)						
Taux actualisé	3,90	3,40	3,75	3,90	3,40	3,75
Rendement à long terme de l'actif des régimes	4,50	5,00	5,50	-	-	-
Augmentation de la rémunération à long terme	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50

en millions de dollars canadiens

Composantes du coût net des prestations constituées

Coût des services actuels	228	239	217	16	17	16
Intérêts débiteurs	324	302	313	20	22	23
Rendement prévu de l'actif des régimes	(349)	(402)	(408)	-	-	-
Amortissement du coût des services passés	-	4	10	-	-	-
Amortissement des pertes (gains) actuariels	149	175	176	(1)	6	8
Coût net des prestations constituées de l'exercice	352	318	308	35	45	47

Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu

Pertes (gains) actuariels – Montant net	288	(116)	123	99	(101)	(49)
Amortissement des pertes (gains) nets actuariels inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(149)	(175)	(176)	1	(6)	(8)
Coût des services passés	283	-	-	-	-	-
Amortissement du coût des services passés inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	-	(4)	(10)	-	-	-
Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	422	(295)	(63)	100	(107)	(57)

Total comptabilisé dans le coût net des prestations constituées de l'exercice et

autres éléments du résultat étendu, avant impôts	774	23	245	135	(62)	(10)
--	-----	----	-----	-----	------	------

Le coût des régimes à cotisations déterminées, principalement le régime d'épargne des employés, s'est élevé à 43 millions de dollars en 2019 (41 millions de dollars en 2018, 40 millions de dollars en 2017).

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 obligations découlant du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite		
	2019	2018	2017
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	(522)	402	120
(Déduit des) ajouté aux impôts futurs (note 18)	128	(104)	(38)
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, après impôts	(394)	298	82

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 diverses catégories d'actif et une large diversification visant à réduire le risque sur l'ensemble du portefeuille. En accord avec la nature à long terme du passif, la compagnie investit principalement dans des fonds internationaux d'actions indexés sur la capitalisation boursière pondérée et dans des obligations canadiennes indexées pour diversifier les risques tout en réduisant les coûts. Le fonds détient des actions de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée uniquement dans la mesure où cela est nécessaire pour reproduire la composition de l'indice d'actions pertinent. Le solde des actifs du plan est investi principalement dans des titres de créance de sociétés de première qualité et gouvernementaux. Des études sont effectuées périodiquement pour déterminer la répartition de l'actif souhaitée. La répartition cible de l'actif pour le volet actions est de 30 %. La répartition cible pour le volet titres de créance est de 67 %. Le solde de 3 % est investi dans des partenariats de capital de risque qui poursuivent une stratégie d'investissement dans de nouvelles entreprises américaines et internationales.

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2019, 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 2019 selon :				Valeur nette des actifs
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Catégorie d'actif					
Actions					
Canadiennes	210				210
Internationales	2 449				2 449
Titres de créance canadiens					
Sociétés	1 379				1 379
Gouvernements	4 299				4 299
Adossés à des actifs	1				1
Partenariats de capital de risque	204				204
Trésorerie	57	40			17
Total des actifs du régime à la juste valeur	8 599	40			8 559

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2018, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2018 selon :

en millions de dollars canadiens	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Valeur nette des actifs
Catégorie d'actif					
Actions					
Canadiennes	170				170
Internationales	2 035				2 035
Titres de créance canadiens					
Sociétés	1 231				1 231
Gouvernements	3 987				3 987
Adossés à des actifs	3				3
Partenariats de capital de risque	226				226
Trésorerie	39	33			6
Total des actifs du régime à la juste valeur	7 691	33	-	-	7 658

Le tableau ci-dessous présente un sommaire des régimes de retraite faisant ressortir l'excédent des obligations au titre des prestations constituées sur l'actif du régime :

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite	
	2019	2018
Régimes de retraite capitalisés dont l'obligation au titre des prestations constituées est supérieure à l'actif du régime : (a)		
Obligation au titre des prestations projetées	1 042	943
Obligation au titre des prestations constituées	942	852
Juste valeur de l'actif des régimes	870	739
Obligation au titre des prestations constituées, déduction faite de la juste valeur de l'actif du régime	72	113
Régimes non capitalisés couverts par les réserves comptables :		
Obligation au titre des prestations projetées	597	488
Obligation au titre des prestations constituées	536	451

(a) Les montants indiqués pour les régimes de retraite capitalisés dont l'obligation au titre des prestations constituées est supérieure à l'actif du régime représentent la part proportionnelle de la compagnie dans un régime de retraite financé par une coentreprise. Pour le régime financé par la compagnie, les actifs du régime ont dépassé l'obligation au titre des prestations constituées en 2019 et 2018.

Amortissement estimatif du cumul des autres éléments du résultat étendu pour 2020

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite	Avantages complémentaires de retraite
Pertes (gains) actuariels – Montant net (a)	157	9
Coût des services passés (b)	13	-

(a) La compagnie amortit le solde du montant net des pertes (gains) actuariels comme une composante du coût net des prestations constituées sur la période moyenne qu'il reste à travailler aux participants actifs au régime.

(b) La compagnie amortit le coût des services passés selon la méthode linéaire.

Flux de trésorerie

Pour les exercices ci-dessous, les prestations à verser suivantes sont prévues :

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite	Avantages complémentaires de retraite
2020	460	31
2021	460	31
2022	460	32
2023	460	32
2024	460	32
2025 – 2029	2 245	160

Pour l'exercice 2020, la compagnie compte cotiser environ 216 millions de dollars en espèces à ses régimes de retraite.

6. Autres obligations à long terme

en millions de dollars canadiens	2019	2018
Avantages de retraite (a) (note 5)	1 822	1 195
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b) (d)	1 388	1 435
Passif au titre de la rémunération à base d'actions (note 8)	65	78
Passif au titre des contrats de location-exploitation (c) (note 14)	143	-
Autres obligations	219	235
Total des autres obligations à long terme	3 637	2 943

- (a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprennent aussi 58 millions de dollars à titre de passif à court terme (55 millions de dollars en 2018).
- (b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprenaient aussi 124 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (118 millions de dollars en 2018).
- (c) À compter du 1^{er} janvier 2019, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée *Leases (Topic 842)* et ses versions successives. La norme exige que tous les contrats de location soient comptabilisés au bilan comme un actif au titre du droit d'utilisation et un passif. Le passif au titre des contrats de location à long terme est inclus dans Autres obligations à long terme (note 14).
- (d) En 2019, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ont été actualisées au taux de 6 % (6 % en 2018). 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	2019	2018
Solde au 1 ^{er} janvier	1 417	1 397
Ajouts (déductions)	(23)	(5)
Charge de désactualisation	80	85
Règlement	(74)	(60)
Solde au 31 décembre	1 400	1 417

7. Produits dérivés et instruments financiers

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 2019 et 31 décembre 2018, la juste valeur de la dette à long terme (4 447 millions de dollars, excluant les obligations de location-financement) était principalement une mesure de niveau 2.

Produits dérivés

La taille de l'entreprise, sa solide situation financière et la nature complémentaire des secteurs Amont, Aval et Produits chimiques 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 utilise des contrats sur marchandises, y compris des produits dérivés, pour gérer le risque lié au cours des matières premières. 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 les 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.

Les valeurs comptables des produits dérivés figurant au bilan consolidé étaient des actifs bruts de 0 millions de dollars (31 millions dollar en 2018), des passifs bruts de 2 millions de dollars (15 millions de dollars en 2018) et une garantie à recevoir de 6 millions de dollars (0 million de dollars en 2018) à la fin de l'exercice.

Au 31 décembre 2019, la position acheteur/(vendeur) nette notionnelle à terme des produits dérivés était de (590 000) barils pour le pétrole brut et de 0 baril pour les produits. Au 31 décembre 2018, la position acheteur/(vendeur) nette notionnelle à terme des produits dérivés était de (340 000) barils pour le pétrole brut et de (350 000) barils pour les produits.

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	2019	2018	2017
Revenus	(3)	6	-
Achats de pétrole brut et de produits	(7)	(24)	(5)
Total	(10)	(18)	(5)

8. 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. Lors du troisième anniversaire de la date de leur attribution, 50 % des unités sont acquises, le reste étant exercé au septième anniversaire de la date d'attribution. La compagnie peut également émettre des unités dont 50 % peuvent être acquises au cinquième anniversaire de la date d'attribution et le reste peut être acquis au dixième anniversaire de la date d'attribution, ou émettre des unités dont 50 % peuvent être acquises au cinquième anniversaire de la date d'attribution et le reste peut être acquis au dixième anniversaire de la date d'attribution, ou à la date de retraite du bénéficiaire, selon la plus éloignée des deux éventualités.

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 espèces à quelques exceptions près. Le régime des unités d'actions 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, et les unités restantes pouvant être acquises au dixième anniversaire de la date d'attribution ou à la date de retraite du bénéficiaire, selon la plus éloignée des deux éventualités, 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 2019 :

	Unités d'actions restreintes	Unités d'actions à dividende différé
En circulation au 1 ^{er} janvier 2019	5 302 825	151 695
Attribuées	854 800	18 468
Acquises/exercées	(1 241 280)	-
Confisquées et annulées	(3 540)	-
En circulation au 31 décembre 2019	4 912 805	170 163

En 2019, la charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes avant impôts s'est chiffrée à 34 millions de dollars (32 millions de dollars en 2018, 14 millions de dollars en 2017). L'économie d'impôts constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération pour l'exercice s'est chiffrée à 9 millions de dollars (9 millions de dollars en 2018, 4 millions de dollars en 2017). Des paiements au comptant de 50 millions de dollars au titre de ces régimes ont été versés en 2019 (59 millions de dollars en 2018, 71 millions de dollars en 2017).

Au 31 décembre 2019, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions qui n'étaient pas acquises s'élevait à 76 millions de dollars, selon le cours de l'action de la compagnie à la fin de l'exercice. 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'intéressement en actions et en actions à dividende différé étaient acquises au 31 décembre 2019.

9. 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	2019	2018	2017
Produits de la vente d'actifs	82	59	232
Valeur comptable de la vente d'actifs	36	5	12
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts (a)	46	54	220
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts (a)	42	38	192

(a) Les résultats de 2017 comprennent un gain de 174 millions de dollars (151 millions de dollars après impôts) sur la vente d'une propriété excédentaire en Ontario.

10. Litiges et autres provisions

Diverses poursuites ont été intentées à l'encontre de l'Impériale et de 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 inconditionnel (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 société n'a pas contracté d'obligations d'achat inconditionnelles.

Suivant la vente conclue des stations-service Esso restantes détenues par l'Impériale, la compagnie avait, au 31 décembre 2019, un passif éventuel relativement à des garanties liées à l'exécution en vertu de contrats d'autres obligations avec des tiers totalisant 30 millions de dollars (35 millions de dollars en 2018).

Au 31 décembre 2019, la société pourrait être tenue responsable, jusqu'à concurrence de 64 millions de dollars, en vertu des conventions d'indemnisation existantes, des coûts associés à la poursuite du développement d'un projet d'oléoduc par un tiers (46 millions de dollars en 2018).

11. Actions ordinaires

milliers d'actions		
Au 31 décembre	2019	2018
Autorisées	1 100 000	1 100 000
Actions ordinaires en circulation	743 902	782 565

Le programme actuel d'offre de rachat ordinaire d'une durée de 12 mois a pris effet le 27 juin 2019 au titre duquel l'Impériale poursuivra son programme de rachat d'actions actuel. Ce programme permet à l'entreprise de racheter un maximum de 38 211 086 actions ordinaires (soit 5 % du nombre total d'actions en circulation le 13 juin 2019), comprenant les actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat ordinaire et à la société Exxon Mobil Corporation, une opération réalisée concurremment, mais hors de l'offre publique de rachat ordinaire. Dans le passé, la société Exxon Mobil Corporation avait informé la compagnie qu'elle avait l'intention de conserver la propriété d'environ 69,6 % du capital.

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 :

	Milliers d'actions	Millions de dollars
Solde au 1 ^{er} janvier 2017	847 599	1 566
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	2	-
Achats à la valeur attribuée	(16 359)	(30)
Solde au 31 décembre 2017	831 242	1 536
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	2	-
Achats à la valeur attribuée	(48 679)	(90)
Solde au 31 décembre 2018	782 565	1 446
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	1	-
Achats à la valeur attribuée	(38 664)	(71)
Solde au 31 décembre 2019	743 902	1 375

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

	2019	2018	2017
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base			
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)	2 200	2 314	490
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	762,7	807,5	842,9
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	2,88	2,87	0,58
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué			
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)	2 200	2 314	490
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	762,7	807,5	842,9
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	2,3	2,6	2,8
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	765,0	810,1	845,7
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	2,88	2,86	0,58
Dividendes par action ordinaire – annoncés (en dollars)	0,85	0,73	0,63

12. Informations financières diverses

En 2019, le bénéfice net comprenait une perte après impôts de 22 millions de dollars (gain de 16 millions de dollars en 2018 et gain de 5 millions de dollars en 2017) 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 2019 dépassait la valeur comptable DEPS d'environ 1,2 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars en 2018). À la fin de l'exercice, les stocks de pétrole brut et de produits s'établissaient comme suit :

en millions de dollars canadiens	2019	2018
Pétrole brut	764	731
Produits pétroliers	396	473
Produits chimiques	64	72
Autres	72	21
Total des stocks de pétrole brut et de produits	1 296	1 297

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 2019, les frais de recherche et développement avant crédits d'impôt à l'investissement se sont élevés à 133 millions de dollars (110 millions de dollars en 2018, 111 millions de dollars en 2017). Ces coûts sont compris dans les charges, en raison du caractère incertain des avantages futurs.

Les comptes créditeurs et charges à payer comprenaient les taxes courues autres que des impôts sur les bénéfices de 397 millions de dollars au 31 décembre 2019 (413 millions de dollars en 2018).

13. Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Intérêts sur la dette (a)	138	133	103
Intérêts capitalisés	(48)	(28)	(38)
Intérêts débiteurs – montant net	90	105	65
Autres intérêts	3	3	13
Financement total (b)	93	108	78

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

(b) En 2019, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à court terme s'est établi à 1,8 % (1,5 % en 2018 et 0,9 % en 2017). En 2019, le taux d'intérêt effectif moyen sur les emprunts à long terme avec ExxonMobil s'est établi à 2,2 % (2,0 % en 2018 et 1,3 % en 2017).

En novembre 2019, la société a augmenté la capacité de son prêt à vue renouvelable sans intérêt auprès d'ExxonMobil de 75 millions à 150 millions de dollars. Ce prêt représente la quote-part d'ExxonMobil dans le fonds de roulement nécessaire pour financer les dispositions prises par l'Impériale au nom d'ExxonMobil pour l'achat, la commercialisation, le transport et les contrats de dérivés du pétrole brut et des diluants. Au 31 décembre 2019, la société avait emprunté 111 millions de dollars en vertu de cette entente.

En novembre 2019, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit bancaire à long terme existante de 250 millions de dollars au mois de novembre 2021. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En décembre 2019, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit ferme à court terme existante de 250 millions de dollars au mois de décembre 2020. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

14. 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. Le passif au titre des contrats de location-exploitation 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 du passif au titre des contrats de location. 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.

Au moment de l'adoption de la norme comptable concernant les contrats de location, le 1^{er} janvier 2019, un passif au titre des contrats de location-exploitation de 298 millions de dollars a été comptabilisé et l'actif au titre du droit d'utilisation était de 298 millions de dollars. Il n'y a eu aucun ajustement à effet cumulatif des bénéfices.

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

en millions de dollars canadiens	2019	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
Coût des contrats de location-exploitation	151	
Court terme et autre (net des revenus de sous-location)	76	
Amortissement de l'actif au titre du droit d'utilisation		55
Intérêt sur les dettes de location		40
Coût total de location	227	95

Le tableau suivant résume les montants relatifs aux contrats de location-exploitation et de location financement comptabilisés au bilan consolidé au 31 décembre 2019 :

en millions de dollars canadiens	2019	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
Actif au titre du droit d'utilisation		
Inclus dans Autres éléments d'actif, v compris non matériels (montant net)	260	
Inclus dans Immobilisations corporelles, montant net		546
Actif total au titre du droit d'utilisation	260	546
Charges de location exigibles durant l'année		
Inclus dans Comptes créditeurs et charges à payer	115	15
Inclus dans Billets et emprunts		18
Passif au titre des contrats de location à long terme		
Inclus dans Autres obligations à long terme	143	-
Inclus dans Dette à long terme		514
Passif total au titre des contrats de location	258	547

L'analyse des échéances des dettes locatives de la compagnie, la moyenne pondérée de la durée restante des contrats de location et la moyenne pondérée des taux d'actualisation appliqués au 31 décembre 2019 sont résumées ci-dessous :

en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	2019	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
Analyse des échéances des dettes locatives		
2020	121	71
2021	70	50
2022	30	49
2023	13	48
2024	11	47
2025 et après	30	1 086
Total des paiements de location	275	1 351
Valeur actualisée	(17)	(804)
Passif total au titre des contrats de location	258	547
Moyenne pondérée de la durée restante des contrats de location (années)	4	40
Moyenne pondérée du taux d'actualisation (%)	2,6	7,5

En plus du passif au titre des contrats de location-exploitation dans le tableau ci-dessus, en date du 31 décembre 2019, les engagements locatifs non actualisés pour des contrats de location n'ayant pas encore débuté totalisent 6 millions de dollars.

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	2019	
	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
Sommes versées pour des montants inclus dans l'évaluation du passif au titre des contrats de location		
Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation	147	45
Flux de trésorerie issus d'activités de financement		27
Passif au titre du droit d'utilisation hors trésorerie comptabilisé comme passif de location		
Pour l'adoption le 1 ^{er} janvier de la norme <i>Leases (Topic 842)</i>	298	
En échange du passif au titre de nouveaux contrats de location durant l'exercice	104	

Informations conformément à la norme précédente sur les contrats de location (*Topic 840*)

Les charges locatives nettes découlant des contrats de location-exploitation résiliables et non résiliables se sont élevées à 221 millions de dollars en 2018 et à 206 millions de dollars en 2017. Au 31 décembre 2018, les engagements minimaux non actualisés au titre des contrats de location-exploitation non résiliables pour 2019 et au-delà s'élevaient à 291 millions de dollars.

15. Dette à long terme

en millions de dollars canadiens

Au 31 décembre	2019	2018
Dette à long terme (a)	4 447	4 447
Location-financement (b)	514	531
Total de la dette à long terme	4 961	4 978

- (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) 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 7,5 % en 2019 (7,1 % en 2018). Les obligations totales au titre des contrats de location-financement comprennent aussi 18 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (27 millions de dollars en 2018). Les paiements en capital sur les contrats de location-financement s'élèvent à environ 13 millions de dollars par an en moyenne et seront exigibles dans chacune des quatre années qui suivront le 31 décembre 2020.

En septembre 2019, la compagnie a repoussé la date d'échéance du prêt à taux variable en dollars canadiens que lui a consenti ExxonMobil au 30 juin 2025. Toutes les autres modalités restent inchangées.

16. 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.

Les coûts des puits d'exploration qui ont été capitalisés au cours des années précédentes dans le cadre du projet de Horn River pour une période supérieure à un an ont été passés en changes en 2017.

Les deux tableaux ci-dessous fournissent le détail des changements dans le solde des coûts des puits d'exploration suspendus ainsi qu'un résumé de l'âge des coûts.

Variation des coûts capitalisés des puits d'exploration suspendus :

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Solde au 1 ^{er} janvier	-	-	143
Ajouts en attendant l'établissement de réserves prouvées	-	-	-
Passés en dépenses	-	-	(143)
Reclassement en puits, installations et équipement reposant sur l'établissement de réserves prouvées	-	-	-
Solde au 31 décembre	-	-	-

Coûts capitalisés en fin d'exercice des puits d'exploration

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Coûts capitalisés pendant un an ou moins	-	-	-
Coûts capitalisés pendant un an à dix ans	-	-	-
Coûts capitalisés pendant plus d'un an	-	-	-
Total	-	-	-

Les activités d'exploration font souvent appel au forage de plusieurs puits sur un certain nombre d'années pour évaluer pleinement un projet. Le tableau ci-dessous présente une ventilation du nombre de projets pour lesquels seuls les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pour une période d'un an ou moins et de ceux pour lesquels les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pour une période supérieure à un an.

	2019	2018	2017
Nombre de projets pour lesquels seuls les coûts des puits d'exploration sont capitalisés pendant un an ou moins	-	-	-
Nombre de projets pour lesquels les coûts des puits d'exploration sont capitalisés pendant une période supérieure à un an	-	-	-
Total	-	-	-

17. 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 efficiences 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) La prestation de services de gestion, commerciaux et techniques à Syncrude Canada Ltée par ExxonMobil;
- d) L'offre d'une option de participation à parts égales dans de nouvelles occasions d'affaires pour le secteur Amont;
- e) La conclusion de contrats de dérivés pour le compte de l'autre partie.

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

Les montants des achats et des ventes réalisés par l'Impériale en 2019, avec ExxonMobil, s'élevaient à 3 245 millions de dollars et 8 552 millions de dollars respectivement (4 036 millions de dollars et 6 364 millions de dollars respectivement en 2018).

Au 31 décembre 2019, la compagnie avait contracté des emprunts à long terme de 4 447 millions de dollars (4 447 millions de dollars en 2018) et des emprunts à court terme de 111 millions de dollars (75 millions de dollars en 2018) auprès d'ExxonMobil (pour plus de détails, voir la note 15, « Dette à long terme », à la page 63, et la note 13, « Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts », à la page 59). Le montant des frais de financement avec ExxonMobil s'est établi à 96 millions de dollars (87 millions de dollars en 2018).

L'Impériale a d'autres opérations entre apparentés non détaillées ci-dessus à la note 17, dans la mesure où elles ne sont pas importantes.

18. Autres éléments du résultat étendu (perte)

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

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Solde au 1 ^{er} janvier	(1 517)	(1 815)	(1 897)
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	(505)	158	(54)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	111	140	136
Solde au 31 décembre	(1 911)	(1 517)	(1 815)

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

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées de la période (a)	(148)	(185)	(194)

(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 5).

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

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
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)	(165)	59	(20)
Amortissement de l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite inclus dans le coût net des prestations constituées de la période	37	45	58
Total	(128)	104	38

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

L'information figurant aux pages 67 à 68 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 et les gains et pertes à la vente d'actifs. La participation de 25 % de la compagnie dans les réserves prouvées de pétrole 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 Kearn, Syncrude et les autres superficies minières non prouvées figurant dans les tableaux ci-dessous.

Résultats d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2019	2018	2017
Ventes aux clients (a)	3 927	3 264	3 283
Ventes intersectorielles (a) (b)	2 627	1 964	1 750
	6 554	5 228	5 033
Frais de production	4 467	4 342	3 959
Frais d'exploration	47	19	183
Dépréciation et épuisement	1 266	1 151	1 623
Impôts sur le bénéfice	(487)	(92)	(217)
Résultats d'exploitation	1 261	(192)	(515)

Les montants déclarés comme frais engagés en acquisitions de biens fonciers, d'activités d'exploration et de mise en valeur comprennent les coûts capitalisés et les coûts passés en charges au cours de 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 d'un changement du coût estimatif 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	2019	2018	2017
Coût des biens (c)			
Prouvés	-	-	-
Non prouvés	2	-	32
Coûts d'exploration	47	19	40
Coûts de mise en valeur	1 176	966	214
Total des dépenses engagées en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur	1 225	985	286

- (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 clients et des ventes intersectorielles. Les chiffres bruts de ces postes sont comptabilisés à la note 3 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

	2019	2018
Coût des biens (a)		
Prouvés	2 236	2 296
Non prouvés	2 342	2 372
Actifs de production	38 975	38 695
Construction inachevée	1 640	1 214
Coût total capitalisé	45 193	44 577
Amortissement cumulé et épuisement	(15 695)	(14 897)
Coûts nets capitalisés	29 498	29 680

(a) Les « coûts des biens » consistent en paiements de droits de prospection de pétrole et de gaz naturel 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	2019	2018	2017
Flux de trésorerie futurs	166 801	174 326	72 325
Coûts de production futurs	(127 911)	(124 316)	(44 822)
Coûts de mise en valeur futurs	(24 759)	(25 507)	(14 640)
Impôts sur les bénéfices futurs	(3 960)	(5 232)	(3 916)
Flux de trésorerie nets futurs	10 171	19 271	8 947
Taux d'actualisation de 10 % appliqué en fonction du calendrier prévu des flux de trésorerie	(4 660)	(10 537)	(3 811)
Flux de trésorerie futurs actualisés	5 511	8 734	5 136

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	2019	2018	2017
Solde au début de l'exercice	8 734	5 136	2 746
Variations découlant de ce qui suit :			
Ventes et transferts de pétrole et de gaz produits, déduction faite des frais de production	(2 441)	(1 117)	(1 516)
Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production (a)	(3 117)	1 395	4 231
Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes	169	259	81
Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice	1 016	923	376
Révisions d'estimations quantitatives antérieures	(168)	2 157	110
Accroissement de l'actualisation	643	584	290
Variation nette des impôts sur les bénéfices	675	(603)	(1 182)
Variation nette	(3 223)	3 598	2 390
Solde en fin d'exercice	5 511	8 734	5 136

(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 des réserves prouvées nettes.

Réserves prouvées nettes (a)

	Liquides (b)	Gaz naturel	Pétrole synthétique	Bitume	Total en équivalent pétrole (c)
	millions de barils	milliards de pieds cubes	millions de barils	millions de barils	millions de barils
Début de l'exercice 2017	35	495	564	701	1 382
Révisions	4	115	(70)	332	286
Récupération améliorée	-	1	-	6	6
(Vente) achat de réserves en place	4	28	-	-	9
Découvertes et extensions	2	43	-	-	9
Production	(1)	(41)	(21)	(93)	(122)
Fin de l'exercice 2017	44	641	473	946	1 570
Révisions	4	(66)	15	2 313	2 321
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	-	-	-	-	-
Découvertes et extensions	16	110	-	-	34
Production	(2)	(46)	(22)	(93)	(125)
Fin de l'exercice 2018	62	639	466	3 166	3 800
Révisions	(20)	(33)	(27)	(134)	(187)
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	-	(24)	-	-	(4)
Découvertes et extensions	4	51	-	-	13
Production	(5)	(52)	(24)	(93)	(130)
Fin de l'exercice 2019	41	581	415	2 939	3 492

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

1 ^{er} janvier 2017	19	263	564	436	1 063
31 décembre 2017	9	282	473	591	1 120
31 décembre 2018	24	273	466	2 861	3 396
31 décembre 2019	22	291	415	2 609	3 095

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

1 ^{er} janvier 2017	16	232	-	265	319
31 décembre 2017	35	359	-	355	450
31 décembre 2018	38	366	-	305	404
31 décembre 2019	19	290	-	330	397

(a) Les réserves nettes correspondent à la part de la compagnie après déduction des parts des propriétaires miniers 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 2017, 2018 et 2019. Les définitions utilisées sont conformes à la règle 4-10(a) du règlement S-X de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

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 peuvent comprendre des augmentations ou des réductions des volumes de réserves prouvées estimés précédemment pour les gisements existants 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 découler d'importants changements dans la stratégie de mise en valeur ou dans la capacité des installations et du matériel de production.

À la fin de l'exercice 2016, les révisions à la baisse des réserves de bitume prouvées mises en valeur et non mises en valeur découlaient de la faiblesse des prix. En vertu de la définition des réserves prouvées de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la totalité des 2,5 milliards de barils de bitume à Kearl et environ 0,2 milliard de barils de bitume à Cold Lake n'était plus considérée comme des réserves prouvées.

À la fin de l'exercice 2017, 0,3 milliard de barils de bitume supplémentaires à Kearl et à Cold Lake étaient considérés comme des réserves prouvées en raison de la hausse des prix au cours de l'exercice. Les révisions à la baisse des réserves de pétrole synthétique prouvées découlaient des obligations de redevances plus élevées attribuables à la hausse des prix et aux mises à jour des plans miniers.

En raison de l'augmentation des prix en 2018, 2,3 milliards de barils de bitume additionnels aux sites de Kearl ont été considérés comme des réserves prouvées à la fin de l'exercice 2018.

En 2019, les révisions à la baisse des réserves prouvées de bitume ont été motivées par des mises à jour des plans techniques et de développement à Kearl, ce qui a entraîné une diminution de 0,2 milliard de barils, partiellement compensée par une augmentation de 0,1 milliard de barils à Cold Lake, associée à un changement à la fin d'exploitation du gisement attribuable aux prix. Les révisions à la baisse des réserves prouvées de pétrole synthétique ont été le résultat d'une augmentation des obligations de redevances à Syncrude en raison 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 des actifs non classiques de Montney et de Duvernay, et de la cession des biens classiques.

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 l'Impériale. 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 Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

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 pétrolifères. Pour ce qui est du pétrole 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 pétrolifères. 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 et installations 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 ou pour mettre en place des installations destinées à recueillir et à livrer la production de puits et installations existants et futurs.

Résultats financiers trimestriels ^(a)

	2019				2018			
	trimestres clos les				trimestres clos les			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Données financières (en millions de dollars canadiens)								
Total des produits et des autres revenus	8 122	8 736	9 261	7 982	7 890	9 732	9 543	7 934
Total des dépenses	7 757	8 182	8 532	7 584	6 804	8 706	9 279	7 237
Bénéfice (perte) avant impôts	365	554	729	398	1 086	1 026	264	697
Impôts sur le bénéfice	94	130	(483)	105	233	277	68	181
Bénéfice (perte) net	271	424	1 212	293	853	749	196	516
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)								
Secteur Amont	96	209	985	58	(310)	222	(6)	(44)
Secteur Aval	225	221	258	257	1 142	502	201	521
Produits chimiques	(2)	38	38	34	55	69	78	73
Comptes non sectoriels et autres	(48)	(44)	(69)	(56)	(34)	(44)	(77)	(34)
Bénéfice (perte) net	271	424	1 212	293	853	749	196	516
Informations par action (en dollars canadiens)								
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base (b)	0,36	0,56	1,58	0,38	1,08	0,94	0,24	0,62
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (b)	0,36	0,56	1,57	0,38	1,08	0,94	0,24	0,62
Dividendes par action ordinaire – annoncés	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,19	0,19	0,16

(a) Les données trimestrielles n'ont pas fait l'objet d'un audit par l'auditeur indépendant de la compagnie.

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



Imperial



Esso **Mobil**