



# 2018 états financiers annuels et analyse de la direction



# Section financière

<b>Table des matières</b>	<b>Page</b>
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.....	10
Situation de trésorerie et sources de financement.....	15
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration.....	18
Risques commerciaux et autres incertitudes.....	19
Estimations comptables critiques.....	21
Normes comptables publiées récemment.....	26
Rapport de gestion sur les contrôles internes des états financiers.....	27
Rapport du cabinet indépendant d'experts-comptables.....	28
État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis).....	30
État consolidé du résultat étendu (PCGR des États-Unis).....	31
Bilan consolidé (PCGR des États-Unis).....	32
État consolidé des capitaux propres (PCGR des États-Unis).....	33
État consolidé des flux de trésorerie (PCGR des États-Unis).....	34
Notes aux états financiers consolidés .....	35
1. Résumé des principales politiques comptables.....	35
2. Modifications comptables.....	41
3. Secteurs d'activités.....	42
4. Impôts.....	44
5. Avantages de retraite.....	45
6. Autres obligations à long terme.....	51
7. Produits dérivés et instruments financiers.....	52
8. Programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions.....	53
9. Revenus de placement et d'autres sources.....	54
10. Litiges et autres provisions.....	54
11. Actions ordinaires.....	55
12. Informations financières diverses.....	56
13. Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts.....	56
14. Immobilisations louées.....	57
15. Dette à long terme.....	57
16. Comptabilité des coûts de puits d'exploration suspendus.....	58
17. Transactions avec des apparentés.....	59
18. Autres éléments du résultat étendu (perte).....	60
Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz (hors audit).....	61
Résultats financiers trimestriels.....	65

## Informations financières (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016	2015	2014
Revenus	<b>34 964</b>	29 125	25 049	26 756	36 231
Bénéfice (perte) net :					
Secteur Amont	<b>(138)</b>	(706)	(661)	(704)	2 059
Secteur Aval	<b>2 366</b>	1 040	2 754	1 586	1 594
Produits chimiques	<b>275</b>	235	187	287	229
Comptes non sectoriels et autres	<b>(189)</b>	(79)	(115)	(47)	(97)
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>2 314</b>	490	2 165	1 122	3 785
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	<b>988</b>	1 195	391	203	215
Total de l'actif en fin d'exercice	<b>41 456</b>	41 601	41 654	43 170	40 830
Dette à long terme en fin d'exercice	<b>4 978</b>	5 005	5 032	6 564	4 913
Total de la dette en fin d'exercice	<b>5 180</b>	5 207	5 234	8 516	6 891
Autres obligations à long terme en fin d'exercice	<b>2 943</b>	3 780	3 656	3 597	3 565
Capitaux propres en fin d'exercice	<b>24 489</b>	24 435	25 021	23 425	22 530
Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation	<b>3 922</b>	2 763	2 015	2 167	4 405
Informations par action (en dollars canadiens)					
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base	<b>2,87</b>	0,58	2,55	1,32	4,47
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué	<b>2,86</b>	0,58	2,55	1,32	4,45
Dividendes par action ordinaire – annoncés	<b>0,73</b>	0,63	0,59	0,54	0,52

## 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	2018	2017	2016
Utilisations dans l'entreprise : perspective de l'actif et du passif			
Total de l'actif	41 456	41 601	41 654
Moins :			
Total du passif à court terme à l'exclusion des billets et emprunts	(3 753)	(3 934)	(3 681)
Total du passif à long terme à l'exclusion de la dette à long terme	(8 034)	(8 025)	(7 718)
Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	23	19	17
Total du capital utilisé	29 692	29 661	30 272
Total des sources de l'entreprise : Perspective de la dette et des capitaux propres			
Billets et emprunts	202	202	202
Dette à long terme	4 978	5 005	5 032
Capitaux propres	24 489	24 435	25 021
Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	23	19	17
Total du capital utilisé	29 692	29 661	30 272

### 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	2018	2017	2016
Bénéfice net	2 314	490	2 165
Financement (après impôts), incluant la part de l'Impériale dans les sociétés dont elle est actionnaire	77	48	53
Bénéfice net à l'exclusion du financement	2 391	538	2 218
Capital moyen utilisé	29 677	29 967	31 116
Rendement du capital moyen utilisé (%) – Total de l'entreprise	8,1	1,8	7,1

### 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	2018	2017	2016
Trésorerie issue d'activités d'exploitation	3 922	2 763	2 015
Produits de la vente d'actifs	59	232	3 021
Total des flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs	3 981	2 995	5 036

### 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	2018	2017	2016
<b>Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale</b>			
Total des dépenses	32 026	28 842	24 910
Moins :			
Achats de pétrole brut et de produits	21 541	18 145	15 120
Taxe d'accise fédérale	1 667	1 673	1 650
Financement	108	78	65
Sous-total	23 316	19 896	16 835
Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	74	62	63
Total des coûts d'exploitation	8 784	9 008	8 138

### Composants des coûts d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
<b>Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale</b>			
Production et fabrication (a)	6 121	5 586	5 105
Frais de vente et frais généraux (a)	908	883	1 118
Dépréciation et épuisement	1 555	2 172	1 628
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite (a)	107	122	130
Exploration	19	183	94
Sous-total	8 710	8 946	8 075
Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	74	62	63
Total des coûts d'exploitation	8 784	9 008	8 138

(a) Les montants des années antérieures ont été reclassés (note 2).

# 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 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'investissement majeur 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 2018 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 à 2040, la population mondiale devrait atteindre à peu près 9,2 milliards d'habitants, soit environ 1,7 milliard de personnes de plus qu'en 2016. 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 à 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 25 % entre 2016 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 de l'économie mondiale devraient bénéficier de gains en efficacité considérables d'ici à 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 2016 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. D'ici à 2040, la part de production d'électricité au charbon devrait diminuer sensiblement et approcher 25 % de l'électricité mondiale, contre près de 40 % en 2016, du fait de l'adoption graduelle de politiques visant à en réduire l'impact environnemental relativement à la qualité de l'air, aux émissions des gaz à effet de serre et aux risques de changement climatique. Entre 2016 et 2040, la quantité d'électricité produite à partir du gaz naturel, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables devrait pratiquement doubler, et représenter environ 95 % de la croissance de l'approvisionnement en électricité. 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 la moitié de l'augmentation de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici à 2040. Le total des énergies renouvelables atteindra probablement près de 35 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici à 2040. Le gaz naturel et l'énergie nucléaire devraient également voir leur part augmenter jusqu'en 2040, atteignant respectivement environ 25 % et 12 % de l'approvisionnement mondial en électricité d'ici à 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 types d'énergie.

De 2016 à 2040, l'énergie nécessaire au transport mondial (automobiles, camions, navires, trains et avions) devrait augmenter d'environ 30 %. 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 rester relativement stable jusqu'en 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 75 %. D'ici à 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, étant largement disponibles, abordables, faciles à transporter et à stocker et adaptables en tant que solution concrète répondant à une grande variété de besoins. D'ici à 2040, la demande mondiale de carburants liquides devrait atteindre environ 118 millions de barils par jour, soit environ 20 % de plus qu'en 2016. La demande mondiale de carburants liquides dans les pays n'appartenant pas à l'OCDE devrait atteindre environ 65 % d'ici à 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 compensée par une hausse importante des activités de mise en valeur, resteront considérables. Parallèlement, diverses nouvelles sources d'approvisionnement, notamment le pétrole des réservoirs étanches, les gisements en eaux profondes, les sables pétrolifères, les liquides de gaz naturel et les biocarburants, devraient connaître un essor pour contribuer à satisfaire la demande croissante. Grâce aux avancées techniques qui continuent d'élargir l'offre d'options d'approvisionnement économiques, 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 polyvalent et pratique aux applications multiples, il sera le combustible, parmi tous les types d'énergie primaire, qui devrait connaître la plus forte entre 2016 et 2040, satisfaisant environ 35 % de la croissance de la demande énergétique. De 2016 à 2040, la demande mondiale de gaz naturel devrait augmenter à près de 40 %, et environ 45 % de cette augmentation devrait avoir lieu dans la région Asie-Pacifique. Une croissance importante des sources d'approvisionnement en gaz non classique – le gaz naturel présent trouve dans le schiste argileux et d'autres formations rocheuses étanches – contribuera à combler ces besoins. Au total, environ 55 % de la croissance des approvisionnements en gaz naturel devrait provenir de sources non classiques. Il demeure néanmoins prévu que le gaz naturel de sources classiques devrait conserver le devant de la scène, assurant environ les deux tiers de la demande mondiale en 2040. Le commerce du gaz naturel liquéfié (GNL) prendra de plus en plus d'ampleur, satisfaisant environ un tiers de la croissance de la demande, la majeure partie de cette offre devrait contribuer à satisfaire la demande croissante en région Asie-Pacifique.

Le bouquet énergétique mondial est très varié et le restera jusqu'en 2040. Le pétrole en constituant près du tiers 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 25 % d'ici à 2040, tandis que celle du charbon tomberait à environ 20 %. L'énergie nucléaire devrait connaître une forte croissance. En effet, de nombreux pays ont décidé d'accroître leur capacité nucléaire pour faire face à des besoins croissants en électricité, mais aussi pour répondre aux préoccupations de sécurité énergétique et de protection de l'environnement. Globalement, les énergies renouvelables devraient dépasser 15 % du total mondial d'ici à 2040, la part combinée de l'énergie biomassique, hydraulique et géothermique comptant pour plus de 10 %. De 2016 à 2040, l'énergie totale provenant du vent, du soleil et des biocarburants bondira de près de 250 %, approchant une part combinée d'environ 5 % de la production mondiale d'énergie.

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 réserves 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. Il s'agit d'un aspect fondamental de l'industrie pétrolière et gazière, en ce sens que, comme l'Agence internationale de l'énergie (AIE) le fait remarquer dans ses *Perspectives énergétiques mondiales 2018*, « la baisse de la production dans les champs existants est un facteur clé pour comprendre les nouveaux investissements ». Conformément au scénario de la nouvelle politique de l'AIE, l'investissement requis pour satisfaire les besoins énergétiques mondiaux en pétrole et en gaz naturel de 2018 à 2040 s'élèvera à environ 21 billions de dollars américains (en dollars de 2017), soit plus de 900 milliards de dollars américains par an en moyenne.

Les accords internationaux et les réglementations provinciales 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 présentés 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, ainsi que des approches stratégiques bien informées, bien conçues et transparentes qui s'efforcent de soute nir 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 de 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, maximiser la valeur en saisissant de nouvelles occasions commerciales et gérer portefeuille actuel, et à apporter des améliorations durables quant à l'efficacité et l'efficacités organisationnelles. Elles reposent sur la quête incessante de l'intégrité opérationnelle, de l'utilisation de techniques innovatrices, d'une méthode rigoureuse en matière de gestion des coûts et d'investissement, du perfectionnement des employés et de l'investissement dans les communautés où la compagnie est implantée.

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 ».

L'industrie a fait face à des difficultés tout au long de 2018 en raison de la volatilité des écarts de prix du pétrole brut sur le marché de l'Ouest canadien. 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). Bien que les prix du pétrole brut WTI se soient améliorés en 2018, l'abondance de l'offre de pétrole brut et la capacité d'acheminement limitée des oléoducs ont entraîné une légère baisse du prix moyen du pétrole brut WCS par rapport à 2017. L'écart entre le prix du WTI et celui du WCS s'est creusé au cours du quatrième trimestre de 2018 pour s'établir en moyenne à environ 40 dollars américains le baril pour le trimestre, comparativement à environ 12 dollars américains le baril au cours de la même période en 2017. En décembre 2018, le gouvernement de l'Alberta a adopté un règlement temporaire de compression obligatoire de la production, qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Suivant l'annonce de l'imposition de limites de production aux grands producteurs de l'Alberta, l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS s'est rétréci. La durée et l'incidence de ces règlements sont incertaines. 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 meilleures de l'industrie, relativement à la fiabilité, à la sécurité et à l'intégrité opérationnelle, ainsi qu'à maximiser la valeur des technologies avancées, à tirer parti de l'intégration dans toutes les activités de 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 mondiale 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.

En 2018, les marges de l'Impériale se sont redressées, profitant de des écarts grandissants entre les prix du pétrole brut et de la vigueur des prix des produits.

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'intégration complète de la chaîne de valeur de l'Impériale, du raffinage à la commercialisation, accroît la valeur globale du secteur des carburants.

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 2018, la compagnie comptait plus de 2 200 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. La marque Mobil a été lancée au Canada en 2017 par la transformation de plus de 200 établissements tiers existants sans marque particulière à la fin de 2018.

### **Produits chimiques**

L'Amérique du Nord à continuer 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 et à créer un contexte de marges favorable pour les producteurs de produits chimiques intégrés. L'Impériale a maintenu un avantage concurrentiel grâce au maintien d'une rigueur dans l'excellence opérationnelle, les investissements et les coûts. En 2018, la compagnie a continué de dégager de la valeur de l'intégration entre l'usine chimique de Sarnia et la raffinerie. L'Impériale tire parti également de son intégration aux 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	2018	2017	2016
Bénéfice (perte) net	2 314	490	2 165

### 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.

### 2017

La perte nette en 2017 a été de 490 millions de dollars ou 0,58 dollar par action sur une base diluée, représentant des pertes de valeur comptabilisées de 289 millions de dollars (0,35 dollar par action) liées au développement de Horn River et de 277 millions de dollars (0,33 dollar par action) associées au projet gazier Mackenzie. Ce résultat se compare à un bénéfice net de 2 165 millions de dollars (2,55 dollars par action) en 2016, qui comprenait un gain de 1,7 milliard de dollars (2,01 dollars par action) tiré de la vente de sites de vente au détail.

## Secteur Amont

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
Bénéfice (perte) net	(138)	(706)	(661)

### 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.

### 2017

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 706 millions de dollars en 2017, reflétant des pertes de valeur comptabilisées de 289 millions de dollars liées au développement de Horn River et de 277 millions de dollars associées au projet gazier Mackenzie. Excluant ces pertes de valeur comptabilisées, la perte nette s'est chiffrée à 140 millions de dollars par rapport à une perte nette de 661 millions de dollars en 2016. Les résultats ont bénéficié de l'impact de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut au Canada d'environ 1 190 millions de dollars et la hausse des volumes de Kearl d'environ 60 millions de dollars. Les résultats ont été négativement touchés par les redevances plus élevées d'environ 250 millions de dollars, la baisse des volumes de production sur le site de Syncrude et de Norman Wells d'environ 190 millions de dollars, les charges d'exploitation plus élevées principalement liées aux sites de Syncrude et de Kearl d'environ 150 millions de dollars, la hausse des coûts de l'énergie d'environ 80 millions de dollars et l'incidence négative de l'appréciation du dollar canadien d'environ 60 millions de dollars.

## Prix touchés moyens

dollars canadiens	2018	2017	2016
Bitume (le baril)	<b>37,56</b>	39,13	26,52
Pétrole synthétique (le baril)	<b>70,66</b>	67,58	57,12
Pétrole brut classique (le baril)	<b>41,84</b>	53,51	32,93
Liquides de gaz naturel (le baril)	<b>38,66</b>	31,46	15,58
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)	<b>2,43</b>	2,58	2,41

### 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 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.

### 2017

La valeur moyenne du pétrole WTI s'est établie à 50,85 dollars américains le baril en 2017, une baisse par rapport à 43,44 dollars américains le baril au cours de l'exercice précédent. Le cours moyen du pétrole WCS (WCS) s'est établi en moyenne à 38,95 dollars américains et à 29,49 dollars américains respectivement pour les mêmes périodes. L'écart entre WTI et WCS s'est creusé pour s'établir en moyenne à 12 dollars américains le baril en 2017, comparativement à environ 14 dollars américains le baril pour la même période en 2016. Le dollar canadien atteignait en moyenne 0,77 dollar américain en 2017, soit une baisse de 0,02 dollar américain par rapport à 2016.

Les réalisations moyennes de l'Impériale en dollars canadiens pour le bitume et le pétrole brut synthétique ont augmenté de manière essentiellement conforme aux références nord-américaines, ajustées en fonction des variations du taux de change et des coûts du transport. Le prix moyen obtenu pour le bitume s'est établi à 39,13 dollars par baril pour 2017, soit une augmentation de 12,61 dollars par baril par rapport à 2016. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut synthétique était de 67,58 dollars par baril, soit une augmentation de 10,46 dollars par baril par rapport à 2016.

**Pétrole brut et LGN – Production et ventes (a)**

en milliers de barils par jour	2018		2017		2016	
	brut	net	brut	net	brut	net
Bitume	293	255	288	255	281	256
Pétrole synthétique (b)	62	60	62	57	68	67
Pétrole brut classique	5	5	4	3	14	12
Total de la production de pétrole brut	360	320	354	315	363	335
LGN mis en vente	1	2	1	1	1	1
Total de la production de pétrole brut et de LGN	361	322	355	316	364	336
Ventes de bitume, diluant compris (c)	406		381		374	
Ventes de LGN	6		6		5	

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

en millions de pieds cubes par jour	2018		2017		2016	
	brut	net	brut	net	brut	net
Production (d) (e)	129	126	120	114	129	122
Production mise en vente (f)		94		80		87

- (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.

**2018**

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.

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.

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.

**2017**

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 162 000 barils par jour en 2017, une hausse par rapport à 161 000 barils par jour en 2016.

La production brute de bitume au site de Kearl s'est élevée en moyenne à 178 000 barils par jour en 2017 (la part de l'Impériale se chiffrant à 126 000 barils), contre 169 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 120 000 barils) en 2016. L'accroissement de la production en 2017 reflète une fiabilité accrue associée aux opérations d'extraction et de préparation du minerai.

Au cours de 2017, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 62 000 barils par jour, une hausse par rapport à 68 000 barils par jour en 2016. Le total de production de 2017 du site Syncrude a été affecté par un incendie dans l'unité de valorisation Syncrude de Mildred Lake en mars 2017, ainsi que par des travaux d'entretien programmés. En 2016, la production avait été affectée par les feux de forêt en Alberta et par des travaux d'entretien programmés.

## Secteur Aval

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
Bénéfice (perte) net	2 366	1 040	2 754

### 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.

### 2017

Les bénéfices nets du secteur Aval étaient de 1 040 millions de dollars, contre 2 754 millions de dollars en 2016, qui inclut un gain de 1 841 millions de dollars découlant de la vente de stations-service détenues par la compagnie et des activités d'aviation générale. En excluant l'incidence de la vente d'actifs en 2016, les bénéfices ont augmenté de 127 millions de dollars reflétant une hausse des marges de raffinage d'environ 340 millions de dollars, une réduction des dépenses de commercialisation d'environ 160 millions de dollars, principalement liées aux cessions d'actifs de vente au détail et à un gain de 151 millions de dollars sur la vente d'un actif excédentaire. Ces facteurs ont été partiellement annulés par des marges de commercialisation moins élevées d'environ 330 millions de dollars principalement liées aux effets de cessions d'actifs de vente au détail et à une augmentation des activités d'entretien d'environ 130 millions de dollars.

### Utilisation de la capacité de raffinage

en milliers de barils par jour (a)	2018	2017	2016
Production totale des raffineries (b)	392	383	362
Capacité de raffinage au 31 décembre	423	423	423
Utilisation de la capacité totale de raffinage (en pourcentage)	93	91	86

### Ventes

en milliers de barils par jour (a)	2018	2017	2016
Essence	255	257	261
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	183	177	170
Mazout lourd (c)	26	18	16
Huiles lubrifiantes et autres produits	40	40	37
Ventes nettes de produits pétroliers (c)	504	492	484

(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.

(c) En 2018 et 2017, les ventes de produit de noir de carbone sont présentées avec les ventes nettes de produits pétroliers – mazout lourd, tandis qu'elles figuraient dans les ventes totales de produits pétrochimiques – polymères et produits chimiques de base en 2016.

### 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.

### 2017

Le débit moyen des raffineries a été de 383 000 barils par jour en 2017, une hausse par rapport à 362 000 barils par jour en 2016. L'utilisation des capacités de production a augmenté à environ 91 % contre 86 % en 2016, ce qui fait écho à une réduction des activités d'entretien. Les ventes de produits pétroliers se sont établies à 492 000 barils par jour en 2017, une hausse par rapport à 484 000 barils par jour en 2016. La croissance des ventes est toujours soutenue par l'optimisation de l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur Aval.

## Produits chimiques

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
Bénéfice (perte) net	275	235	187

## Ventes

en milliers de tonnes	2018	2017	2016
Polymères et produits chimiques de base (a)	602	564	697
Produits intermédiaires et autres	205	210	211
Ventes totales de produits chimiques (a)	807	774	908

(a) En 2018 et 2017, les ventes de produit de noir de carbone sont présentées avec les ventes nettes de produits pétroliers – mazout lourd, tandis qu’elles figuraient dans les ventes totales de produits pétrochimiques – polymères et produits chimiques de base en 2016.

### 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.

### 2017

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a atteint le chiffre de 235 millions de dollars, une hausse par rapport à 187 millions de dollars en 2016, principalement attribuable à l’élargissement des marges de raffinage.

## Comptes non sectoriels et autres

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
Bénéfice (perte) net	(189)	(79)	(115)

### 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 1er janvier 2018, les comptes non sectoriels et autres comprennent les dépenses associées à la retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite. Avant 2018, la majorité de ces coûts étaient alloués aux différents secteurs d’exploitation.

### 2017

En 2017, les comptes non sectoriels et autres ont affiché un solde de 79 millions de dollars, comparativement à un solde de 115 millions de dollars en 2016, attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d’actions.

## Situation de trésorerie et sources de financement

### Sources et affectation des flux de trésorerie

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
Trésorerie liée aux :			
Activités d'exploitation	3 922	2 763	2 015
Activités d'investissement	(1 559)	(781)	1 947
Activités de financement	(2 570)	(1 178)	(3 774)
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	(207)	804	188
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	988	1 195	391

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. La compagnie a contribué à hauteur de 203 millions de dollars aux régimes de retraite agréés en 2018. 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

#### 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.

#### 2017

Les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation se sont élevés à 2 763 millions de dollars pour les en 2017, contre 2 015 millions de dollars en 2016, reflétant des revenus plus élevés, excluant l'effet des ventes d'actifs et des pertes de valeur comptabilisées, partiellement annulées par des effets défavorables du fonds de roulement.

## **Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement**

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.

2017

Les activités d'investissement ont donné lieu à des entrées nettes de 781 millions de dollars en 2017, comparativement à des entrées nettes de 1 947 millions de dollars générés par les activités d'investissements en 2016, reflétant des produits de la vente d'actifs moins élevés.

## **Flux de trésorerie issus d'activités de financement**

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.

2017

Les activités de financement ont généré des décaissements de 1 178 millions de dollars en 2017, contre 3 774 millions de dollars en 2016, reflétant principalement l'absence de remboursement de dettes, partiellement annulé par le rachat d'actions dans le cadre du programme de rachat d'actions de la compagnie.

À la fin de l'exercice 2017, le total de la dette s'élevait à 5 207 millions de dollars contre 5 234 millions de dollars à la fin de 2016.

En novembre 2017, 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 2019. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En décembre 2017, 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 2018. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

Au cours de 2017, la compagnie a racheté environ 16,4 millions d'actions pour 627 millions de dollars, ce qui comprend les actions rachetées à la société Exxon Mobil Corporation.

Les dividendes versés en 2017 se sont élevés à 524 millions de dollars. Le dividende versé par action en 2017 a été de 0,62 dollar, une hausse par rapport à 0,58 dollar en 2016.

## Solidité financière

	2018	2017	2016
Dette totale en pourcentage du capital (a)	18	18	17

(a) Total des tranches à court et à long terme de la dette (page 32) et de la quote-part de la compagnie dans les dettes des sociétés dont elle est actionnaire, divisé par le total de la dette et des capitaux propres (page 32).

À la fin de 2018, la dette comptait pour 18 % dans la structure du capital de la compagnie.

En 2018, les intérêts sur la dette, avant capitalisation des intérêts, s'élevaient à 133 millions de dollars contre 103 millions de dollars en 2017. Le taux d'intérêt effectif moyen sur la dette de la compagnie s'est établi à 2,5 % en 2018, contre 2,0 % en 2017.

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 2018. 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
		2019	2020 à 2021	2022 à 2023	2024 et après	
Dette à long terme (a)	15	-	4 478	26	474	4 978
- Exigible dans un an		27				27
Contrats de location-exploitation (b)	14	130	125	24	12	291
Engagements fermes (c)		645	91	-	-	736
Obligations découlant du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite (d)	5	267	114	115	754	1 250
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (e)	6	71	81	57	1 208	1 417
Autres contrats d'achat à long terme (f)		814	1 575	1 695	8 637	12 721

- (a) La dette à long terme comprend un prêt de 4 447 millions de dollars d'une filiale d'ExxonMobil et des obligations locatives capitalisées de 558 millions de dollars, dont 27 millions de dollars sont dus dans un an. 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 minimaux au titre des contrats de location-exploitation, non actualisés, couvrent principalement les cuves de stockage, les wagons-citernes et les navires.
- (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. En 2018, la compagnie a conclu des engagements fermes d'environ 300 millions de dollars, principalement liés au projet in situ d'Aspen.
- (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 2019 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 36 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 44.

## Litiges et autres provisions

Comme il est dit dans la note 10 aux états financiers consolidés à la page 54, 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 2018 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

en millions de dollars canadiens	2018	2017
Secteur Amont (a)	991	416
Secteur Aval	383	200
Produits chimiques	25	17
Autres	28	38
Total	1 427	671

(a) Frais d'exploration inclus.

En 2018, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 1 427 millions de dollars, en hausse de 756 millions de dollars par rapport à 2017.

En 2018, les dépenses en immobilisations et en exploration du secteur Amont ont été de 991 millions de dollars, contre 416 millions de dollars en 2017. Les investissements étaient principalement liés aux activités de croissance, notamment la poursuite du développement des actifs non classiques, la construction afin d'ajouter une capacité de concassage supplémentaire à Kearl et l'avancement du projet in situ d'Aspen.

En 2018, les dépenses en immobilisations du secteur Aval ont été de 383 millions de dollars, contre 200 millions de dollars en 2017. 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 2,3 milliards de dollars et 2,4 milliards de dollars en 2019. L'augmentation prévue des dépenses par rapport à 2018 est en grande partie attribuable au projet in situ d'Aspen, au forage et à d'autres projets du secteur Amont. 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 ces écarts croissants en les intégrant aux investissements du secteur Aval dans les raffineries, les engagements relatifs aux oléoducs et le terminal ferroviaire d'Edmonton. Par conséquent, 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 et les raffineries du secteur Amont. 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 Amont et Produits chimiques, le bénéfice est principalement déterminé par la capacité à générer des marges sur les produits vendus, plutôt que par les niveaux de prix absolus. Les marges de raffinage varient en fonction de la différence entre ce qu'une raffinerie paie pour ses matières brutes (principalement le pétrole brut) et les prix du marché pour la gamme de produits fabriqués. En contrepartie, ces prix dépendent du rapport entre l'offre et la demande au niveau mondial et régional, des niveaux de stock, des opérations de raffinage, de l'équilibre entre importations et exportations et du climat.

Les prix de référence du pétrole brut 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	+ (-)	<b>100</b>
Variation de l'écart de prix du baril de pétrole brut léger et lourd de l'ordre de 1 dollar américain (b)	+ (-)	<b>40</b>
Baisse (hausse) des prix du gaz naturel (par millier de pieds cubes) de l'ordre de 0,10 dollar américain	+ (-)	<b>5</b>
Variation de la marge de raffinage 2-1-1 de l'ordre de 1 dollar américain par baril (c)	+ (-)	<b>140</b>
Variation de la marge sur les ventes de polyéthylène, de l'ordre de 0,01 dollar américain la livre	+ (-)	<b>7</b>
Baisse (hausse) de 0,01 dollar de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-)	<b>100</b>

- (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. Le pétrole brut produit par le secteur Amont et vendu au secteur Aval représente environ 59 % des ventes intersectorielles de la compagnie. Les autres ventes intersectorielles comprennent celles entre les raffineries et les usines de produits chimiques et sont liées aux matières brutes, aux charges d'alimentation et aux produits finis. Toutes les ventes intersectorielles se font aux prix courants.

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. L'impériale recourt à des contrats de dérivés pour compenser le risque lié aux prix des hydrocarbures découlant des actifs, des passifs et des transactions prévues existants. 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. La compagnie estime qu'il n'y a pas de risques de marché ou de crédit importants quant à sa situation financière, aux résultats d'exploitation ou à la situation de trésorerie en raison des produits dérivés décrits dans la note 7, à la page 52. 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 35.

### 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 la baisse de pression 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. 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 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 forées 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 s'élevait à 89 % des réserves prouvées totales à la fin de l'exercice 2018, en hausse par rapport aux 71 % en 2017. 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 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 sont des réserves dont la récupération est plus 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'est plus considéré 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 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.

#### ***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 de production et techniques. 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, 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.

### ***Incidence des réserves de pétrole et de gaz et des prix sur les tests de dépréciation***

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

Les analyses d'évaluation des actifs effectuées dans le cadre du programme de gestion des actifs de la compagnie et d'autres examens de la rentabilité 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 et des coûts 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.

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, les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les volumes, les coûts, 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). S'il existe des réserves probables, un montant ajusté en fonction du risque peut être inclus dans le test de dépréciation au titre de ces réserves. 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 2018, le taux de rendement à long terme prévu pour les actifs du régime a été de 5,0 %, comparativement à des rendements réels de 8,2 % et de 6,6 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans terminées le 31 décembre 2018. Si des hypothèses différentes étaient employées, la charge et l'obligation pourraient augmenter ou diminuer. Le risque auquel la compagnie serait exposée si ces hypothèses devaient changer est résumé dans la note 5 aux états financiers consolidés, à partir de la page 45. 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 2018, 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 2018, les obligations ont été actualisées au taux de 6 % et la charge de désactualisation a totalisé 85 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 58.

### **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 bénéfices 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 44.

## Normes comptables publiées récemment

À compter du 1<sup>er</sup> 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 compagnie a utilisé une méthode de transition qui applique la nouvelle norme sur les contrats de location au 1<sup>er</sup> janvier 2019 et comptabilise tout ajustement au titre de l'effet cumulatif au solde d'ouverture des bénéfices non répartis de 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. Conformément à ces mesures, 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 1<sup>er</sup> janvier 2019, le passif au titre des contrats de location-exploitation et l'actif au titre du droit d'utilisation étaient estimés à environ 300 millions de dollars. L'ajustement au titre de l'effet cumulatif 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 2018.

PricewaterhouseCoopers LLP, auditeur indépendant officiellement reconnu, a vérifié l'efficacité des contrôles internes de la compagnie appliqués à ses états financiers au 31 décembre 2018, comme il est précisé dans son rapport inclus dans les présentes.

*(signé) Richard M. Kruger*

R. M. Kruger  
Président du conseil, président et  
chef de la direction

*(signé) Daniel E. Lyons*

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

27 février 2019

# Rapport du cabinet indépendant d'experts-comptables



## **Au conseil d'administration et aux actionnaires de la Compagnie pétrolière Impériale Limitée**

### ***Opinion sur les états financiers et les contrôles internes appliqués aux états financiers***

Nous avons procédé à l'audit du bilan consolidé au 31 décembre 2018 et 31 décembre 2017 de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et de ses filiales (collectivement, « compagnie »), et des états consolidés des résultats, des capitaux propres, du résultat étendu et des flux de trésorerie qui s'y rapportent pour chacun des exercices de la période de trois ans close le 31 décembre 2018, incluant les notes (collectivement, « état consolidé des résultats »). Nous avons également procédé à l'audit des contrôles internes sur les états financiers de la Compagnie au 31 décembre 2018, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations (COSO) de la Commission Treadway.

À notre avis, les états financiers consolidés auxquels il est fait référence ci-dessus donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la compagnie au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017, ainsi que des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2018, selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (PCGR des É.-U.). En outre, à notre avis, la compagnie a maintenu, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'endroit de l'information financière au 31 décembre 2018, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le COSO.

### ***Fondement des opinions***

La responsabilité de ces états financiers, du maintien d'un contrôle efficace de l'information financière et de l'évaluation de l'efficacité des contrôles internes sur les états financiers, figurant dans le rapport de la direction ci-joint sur les contrôles internes s'appliquant aux états financiers, incombe à la direction de la compagnie. Notre responsabilité consiste à exprimer des opinions sur les états financiers consolidés et sur l'efficacité des contrôles internes appliqués aux états financiers de la compagnie en nous fondant sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables enregistré auprès du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (PCAOB), et tenu d'être indépendant en ce qui concerne la compagnie conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières ainsi que les règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et le PCAOB.

Nos audits ont été effectués conformément aux normes prescrites par le PCAOB. Ces normes exigent que l'audit soit planifié et exécuté de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes, qu'elles soient attribuables à une erreur ou à un cas de fraude, et que des contrôles internes efficaces des états financiers ont été maintenus à tous les égards importants.

Nos audits des états financiers consolidés comprenaient la mise en œuvre de procédures visant à évaluer les risques d'inexactitudes importantes dans les états financiers consolidés, qu'elles soient attribuables à une erreur ou à un cas de fraude, et à mener des procédures en réponse à ces risques. Ces procédures comprenaient le contrôle par sondages des éléments probants des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. L'audit comprenait également l'évaluation des principes comptables employés et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. L'audit des contrôles internes appliqués aux états financiers comprend l'obtention d'une compréhension des contrôles internes appliqués, l'évaluation du risque qu'une faiblesse importante existe, le contrôle par sondages et l'évaluation de la conception et de l'efficacité du fonctionnement des contrôles internes à partir du risque évalué. Nos audits comprenaient également l'exécution des autres procédures que nous jugeons nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

### ***Définition et limitations des contrôles internes s'appliquant aux états financiers***

Les contrôles internes appliqués sur les états financiers d'une société reposent sur un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité des informations financières et la préparation des états financiers destinés à un usage externe selon les principes comptables généralement reconnus. Les contrôles internes d'une société sur ses états financiers doivent inclure des politiques et des procédés qui : i) se rapportent à la tenue de registres raisonnablement détaillés, reflétant avec précision les opérations et les cessions liées aux actifs de la compagnie et en donnent une image fidèle; ii) procurent une assurance raisonnable que les opérations sont dûment comptabilisées pour permettre la préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus, et que les recettes et dépenses de la compagnie sont effectuées conformément aux autorisations de la direction et des administrateurs de la compagnie; et iii) procurent une assurance raisonnable quant à la prévention ou à la détection en temps utile d'acquisitions, d'utilisations ou de cessions non autorisées des actifs de la compagnie susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers.

En raison de ses limites inhérentes, il est possible que les contrôles internes appliqués aux états financiers ne puissent pas prévenir ni détecter des inexactitudes. En outre, les prévisions sur toute évaluation de l'efficacité se rapportant aux périodes futures sont assujetties au risque que les contrôles peuvent devenir insuffisants en raison de la modification des conditions, ou que le degré de conformité aux politiques ou procédés peut diminuer.

*(signé) PricewaterhouseCoopers LLP*

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada  
Le 27 février 2019

Nous sommes 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	2018	2017	2016
<b>Produits et autres revenus</b>			
Produits (a)	34 964	29 125	25 049
Revenus de placement et d'autres sources (note 9)	135	299	2 305
<b>Total des produits et des autres revenus</b>	<b>35 099</b>	<b>29 424</b>	<b>27 354</b>
<b>Dépenses</b>			
Exploration (note 16)	19	183	94
Achats de pétrole brut et de produits (b)	21 541	18 145	15 120
Production et fabrication (c)	6 121	5 586	5 105
Frais de vente et frais généraux (c)	908	883	1 118
Taxe d'accise fédérale	1 667	1 673	1 650
Dépréciation et épuisement	1 555	2 172	1 628
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite (e)	107	122	130
Financement (d) (note 13)	108	78	65
<b>Total des dépenses</b>	<b>32 026</b>	<b>28 842</b>	<b>24 910</b>
<b>Bénéfice (perte) avant impôts</b>	<b>3 073</b>	<b>582</b>	<b>2 444</b>
<b>Impôts sur le bénéfice</b> (note 4)	<b>759</b>	<b>92</b>	<b>279</b>
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>2 314</b>	<b>490</b>	<b>2 165</b>
<b>Informations par action</b> (en dollars canadiens)			
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base (note 11)	2,87	0,58	2,55
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (note 11)	2,86	0,58	2,55
(a) Sommes remboursables par des apparentés comprises dans les produits (note 17).	6 383	4 110	2 342
(b) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les achats de pétrole brut et autres produits (note 17).	4 092	2 687	2 224
(c) Sommes remboursables à des apparentés comprises dans les dépenses de production et fabrication, et les frais de vente et frais généraux (note 17).	566	544	533
(d) Sommes remboursables aux apparentés comprises dans le financement (note 17).	89	60	89
(e) Les montants des années antérieures ont été reclassés (note 2).			

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	2018	2017	2016
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>2 314</b>	490	2 165
Autres éléments du résultat étendu (perte), avant impôts			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement)	<b>158</b>	(54)	(210)
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	<b>140</b>	136	141
<b>Total des autres éléments du résultat étendu (perte)</b>	<b>298</b>	82	(69)
<b>Résultat étendu (perte)</b>	<b>2 612</b>	572	2 096

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

	2018	2017
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Trésorerie	988	1 195
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives (a)	2 529	2 712
Stocks de pétrole brut et de produits (note 12)	1 297	1 075
Matières, fournitures et charges payées d'avance	541	425
<b>Total de l'actif à court terme</b>	<b>5 355</b>	<b>5 407</b>
Investissements et créances à long terme (b)	857	865
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement	34 225	34 473
Écart d'acquisition	186	186
Autres éléments d'actif, y compris non matériels (montant net) (note 6)	833	670
<b>Total de l'actif</b>	<b>41 456</b>	<b>41 601</b>
<b>Passif</b>		
Passif à court terme		
Billets et emprunts (c) (note 13)	202	202
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 12)	3 688	3 877
Impôts sur le bénéfice à payer	65	57
<b>Total du passif à court terme</b>	<b>3 955</b>	<b>4 136</b>
Dette à long terme (d) (note 15)	4 978	5 005
Autres obligations à long terme (e) (note 6)	2 943	3 780
Passif d'impôts futurs (note 4)	5 091	4 245
<b>Total du passif</b>	<b>16 967</b>	<b>17 166</b>
Engagements et passif de prévoyance (note 10)		
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires à la valeur attribuée (f) (note 11)	1 446	1 536
Bénéfices réinvestis	24 560	24 714
Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte) (note 18)	(1 517)	(1 815)
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>24 489</b>	<b>24 435</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>41 456</b>	<b>41 601</b>

(a) Les comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives, comprennent des sommes remboursables nettes par des apparentés de 666 millions de dollars (509 millions de dollars en 2017), (note 17).

(b) Les autres obligations à long terme comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 146 millions de dollars (19 millions de dollars en 2017), (note 17).

(c) Les billets et emprunts comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 75 millions de dollars (75 millions de dollars en 2017), (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 2017), (note 17).

(e) Les autres obligations à long terme comprenaient des sommes remboursables à des apparentés de 15 millions de dollars (60 millions de dollars en 2017), (note 17).

(f) Le nombre d'actions ordinaires autorisées et en circulation était respectivement de 1 100 millions et de 783 millions (respectivement 1 100 millions et 831 millions en 2017), (note 11).

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

Approuvé par le conseil.

(signé) Richard M. Kruger

R. M. Kruger  
Président du conseil, président et  
chef de la direction

(signé) 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	2018	2017	2016
<b>Actions ordinaires à la valeur attribuée</b> (note 11)			
Au début de l'exercice	1 536	1 566	1 566
Émises dans le cadre du régime d'options d'achat d'actions	-	-	-
Achats d'actions à la valeur attribuée	(90)	(30)	-
À la fin de l'exercice	1 446	1 536	1 566
<b>Bénéfices réinvestis</b>			
Au début de l'exercice	24 714	25 352	23 687
Bénéfice (perte) net de l'exercice	2 314	490	2 165
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	(1 881)	(597)	-
Dividendes annoncés	(587)	(531)	(500)
À la fin de l'exercice	24 560	24 714	25 352
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu (perte)</b> (note 18)			
Au début de l'exercice	(1 815)	(1 897)	(1 828)
Autres éléments du résultat étendu (perte)	298	82	(69)
À la fin de l'exercice	(1 517)	(1 815)	(1 897)
<b>Capitaux propres en fin d'exercice</b>	<b>24 489</b>	<b>24 435</b>	<b>25 021</b>

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

	2018	2017	2016
<b>Activités d'exploitation</b>			
Bénéfice (perte) net	2 314	490	2 165
Ajustements relatifs aux éléments hors trésorerie :			
Dépréciation et épuisement	1 509	2 172	1 628
Dépréciation d'actifs incorporels	46	-	-
(Gain) perte à la vente d'actifs (note 9)	(54)	(220)	(2 244)
Impôts sur les bénéfices reportés et autres	806	321	114
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :			
Comptes débiteurs	224	(689)	(442)
Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance	(338)	(83)	197
Impôts sur le bénéfice à payer	8	(431)	36
Comptes créditeurs et charges à payer	(764)	678	237
Autres postes – montant net (a) (b)	171	525	324
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>3 922</b>	<b>2 763</b>	<b>2 015</b>
<b>Activités d'investissement</b>			
Acquisitions d'immobilisations corporelles (b)	(1 491)	(993)	(1 073)
Produits des ventes d'actifs (note 9)	59	232	3 021
Placements supplémentaires	-	(1)	(1)
Prêts à une société dans laquelle la compagnie détient une participation en actions	(127)	(19)	-
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(1 559)</b>	<b>(781)</b>	<b>1 947</b>
<b>Activités de financement</b>			
Dette à court terme – montant net	-	-	(1 749)
Dette à long terme – ajouts (note 15)	-	-	495
Dette à long terme – réductions (note 15)	-	-	(2 000)
Réduction d'obligations locatives capitalisées (note 15)	(27)	(27)	(28)
Dividendes versés	(572)	(524)	(492)
Actions ordinaires achetées (note 11)	(1 971)	(627)	-
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>(2 570)</b>	<b>(1 178)</b>	<b>(3 774)</b>
<b>Augmentation (diminution) de trésorerie</b>	<b>(207)</b>	<b>804</b>	<b>188</b>
<b>Trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>1 195</b>	<b>391</b>	<b>203</b>
<b>Trésorerie à la fin de l'exercice (c)</b>	<b>988</b>	<b>1 195</b>	<b>391</b>

(a) Comprendait une cotisation aux régimes enregistrés de retraite.

(b) L'impact des programmes d'émission de carbone est inclus dans l'acquisition d'immobilisations corporelles et tous les autres postes – montant net.

(c) 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.

### Transaction hors trésorerie

En 2018, à la suite de l'abrogation par le gouvernement de l'Ontario de son programme de plafonnement et d'échange, la société a reclassé environ 570 millions de dollars de ses obligations en matière d'émission de carbone de l'Ontario de passif à long terme en passif à court terme. L'incidence de reclassement n'a pas reflétée dans les postes « Comptes créditeurs et charges à payer » et « Autres postes – montant net » de l'état consolidé des flux de trésorerie, puisqu'il ne s'agissait pas d'une opération de trésorerie.

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 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 2018. 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 consolidé 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 recourt à des contrats de dérivés pour compenser le risque lié aux prix des hydrocarbures découlant des actifs, des passifs et des transactions prévues existants. 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. Actuellement, la compagnie n'a pas recours à des contrats de dérivés pour compenser les risques liés aux taux de change et aux taux d'intérêt.

### **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.

### **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. En vertu de 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 ans et 50 ans, respectivement. Pour les autres immobilisations corporelles, l'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, sur leur durée de vie utile estimée.

Dans la mesure où les réserves prouvées pour un gisement sont substantiellement désinscrites et que ce gisement continue à produire de sorte que la charge d'amortissement qui en découle ne conduit pas à une allocation équitable des coûts sur la durée de vie prévue, les actifs seront amortis à l'aide de la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production sur la base des réserves déterminées au prix le plus récent de la SEC, ce qui permet d'obtenir une quantité plus importante de réserves prouvées, convenablement ajustée pour les variations de production et techniques. 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, 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 sur les dépenses d'amortissement de la compagnie pour 2019 comparativement à 2018 devrait être négligeable.

Les investissements dans le matériel de raffinage, de traitement chimique et de fabrication des huiles de base 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, avec une perte significative

Les analyses d'évaluation des actifs effectuées dans le cadre du programme de gestion des actifs de la compagnie et d'autres examens de la rentabilité 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 et des coûts 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.

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, les marges sur le raffinage et les produits chimiques, les volumes, les coûts, 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). S'il existe des réserves probables, un montant ajusté en fonction du risque peut être inclus dans le test de dépréciation au titre de ces réserves. 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.

### **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 53.

### **Normes comptables publiées récemment**

À compter du 1<sup>er</sup> 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 compagnie a utilisé une méthode de transition qui applique la nouvelle norme sur les contrats de location au 1<sup>er</sup> janvier 2019 et comptabilise tout ajustement au titre de l'effet cumulatif au solde d'ouverture des bénéfices non répartis de 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. Conformément à ces mesures, 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 1<sup>er</sup> janvier 2019, le passif au titre des contrats de location-exploitation et l'actif au titre du droit d'utilisation étaient estimés à environ 300 millions de dollars. L'ajustement au titre de l'effet cumulatif devrait être de *de minimis*.

## 2. Modifications comptables

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2018, l'Impériale a également adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée *Revenue from Contracts with Customers (Topic 606)*, et ses versions successives. Cette norme établit un modèle unique de comptabilisation des produits pour tous les contrats passés avec les clients, élimine les exigences spécifiques au secteur et aux transactions et élargit les exigences de déclaration. La norme a été adoptée en appliquant la méthode rétrospective modifiée, au titre de laquelle les résultats des exercices précédents ne sont pas recalculés, mais des renseignements supplémentaires sur l'impact de la nouvelle norme sont communiqués lors des résultats de l'exercice 2018. L'adoption de la norme n'a pas eu d'incidence importante sur aucun des postes déclarés dans les états financiers consolidés de la société. L'effet cumulatif de l'adoption de la norme était négligeable. La compagnie n'a pas choisi de mesures pratiques exigeant la divulgation.

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2018, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée *Compensation – Retirement Benefits (Topic 715) : Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. Cette mise à jour requiert que la composante coût des services rendus soit présentée séparément des autres composantes des coûts nets de prestations. Les autres composantes sont présentées comme un nouveau poste dans l'état consolidé des résultats de la compagnie, « Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite ». L'Impériale a choisi de se servir de la mesure pratique qui utilise les montants indiqués dans la note sur le régime de retraite et autres avantages postérieurs au départ à la retraite pour les périodes comparatives antérieures comme base d'estimation pour l'application des exigences de présentation rétrospective, car il est impossible de déterminer les montants capitalisés au cours de ces périodes. À compter de 2018, les autres composantes des coûts nets de prestations sont incluses dans les charges au titre des Comptes non sectoriels et autres. Le poste « Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite » reflète les coûts non liés au service, qui tiennent compte principalement des intérêts débiteurs, le rendement attendu de l'actif des régimes et l'amortissement des gains et pertes actuariels qui étaient auparavant inclus dans Dépenses de production et de fabrication et Frais de vente et frais généraux. L'incidence estimative après impôts de la modification de la sectorisation est une augmentation d'environ 78 millions de dollars de charges au titre des comptes non sectoriels et autres pour 2018. L'augmentation de ces charges est contrebalancée par la baisse des charges dans tous les secteurs d'exploitation. De plus, seule la composante coût des services rendus dans les coûts nets de prestations est admissible à la capitalisation dans les cas où il est par ailleurs approprié de capitaliser les coûts liés aux employés en rapport avec la construction ou à la production d'un actif.

L'effet de la modification de la présentation rétrospective sur l'état consolidé des résultats de l'Impériale, pour les exercices terminés le 31 décembre, est présenté ci-dessous.

en millions de dollars canadiens	2017			2016		
	Déclarée	Modification	Ajustée	Déclarée	Modification	Ajustée
Production et fabrication	5 698	(112)	5 586	5 224	(119)	5 105
Frais de vente et frais généraux	893	(10)	883	1 129	(11)	1 118
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite	-	122	122	-	130	130

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2018, l'Impériale a adopté la norme du Financial Accounting Standards Board intitulée *Financial Instruments – Overall (Subtopic 825-10) : Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*. Cette norme exige que les placements en actions de sociétés autres que les filiales consolidées et les placements mises en équivalence soient mesurés à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans le bénéfice net. La compagnie a choisi 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 identique ou similaire du même émetteur. L'adoption de cette norme n'a eu aucun effet cumulatif. La valeur comptable des actions de société sans juste valeur facilement déterminable au 31 décembre 2018 n'était pas importante pour l'Impériale. La norme a également étendu les informations à fournir sur les instruments financiers, qui n'ont pas eu d'incidence importante sur les informations à fournir par la société – voir la note 7 pour plus de détails.

### 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 que l'ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite. Les effets du bénéfice net sous la rubrique Comptes non sectoriels et autres tiennent compte principalement des frais de financement sur la dette, des coûts de gouvernance, des dépenses associées à la retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite, des charges de rémunération incitative à base d'actions et des intérêts créditeurs.

Les méthodes comptables s'appliquant aux informations sectorielles sont identiques à celles qui sont décrites dans 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		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016	2018	2017	2016
<b>Produits et autres revenus</b>									
Produits (a)	8 525	7 302	5 492	25 200	20 714	18 511	1 239	1 109	1 046
Ventes intersectorielles	2 634	2 264	2 215	1 542	1 155	1 007	279	262	212
Revenus de placement et d'autres sources (note 9)	11	16	13	95	269	2 278	-	-	-
	<b>11 170</b>	<b>9 582</b>	<b>7 720</b>	<b>26 837</b>	<b>22 138</b>	<b>21 796</b>	<b>1 518</b>	<b>1 371</b>	<b>1 258</b>
<b>Dépenses</b>									
Exploration (b) (note 16)	19	183	94	-	-	-	-	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	5 833	4 526	3 666	19 326	16 543	14 178	831	751	705
Production et fabrication (c)	4 305	3 913	3 591	1 606	1 576	1 428	210	209	205
Frais de vente et frais généraux (c)	-	-	(5)	773	772	972	87	78	83
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	1 667	1 673	1 650	-	-	-
Amortissement et épuisement (b) (d)	1 278	1 939	1 396	242	202	206	14	12	10
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite (c)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financement (note 13)	1	13	(7)	2	-	-	-	-	-
<b>Total des dépenses</b>	<b>11 436</b>	<b>10 574</b>	<b>8 735</b>	<b>23 616</b>	<b>20 766</b>	<b>18 434</b>	<b>1 142</b>	<b>1 050</b>	<b>1 003</b>
<b>Bénéfice (perte) avant impôts</b>	<b>(266)</b>	<b>(992)</b>	<b>(1 015)</b>	<b>3 221</b>	<b>1 372</b>	<b>3 362</b>	<b>376</b>	<b>321</b>	<b>255</b>
<b>Impôts sur le bénéfice (note 4)</b>									
Exigibles	(184)	484	(491)	189	(504)	674	21	(32)	68
Unités d'actions	56	(770)	137	666	836	(66)	80	118	-
<b>Total de la charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>(128)</b>	<b>(286)</b>	<b>(354)</b>	<b>855</b>	<b>332</b>	<b>608</b>	<b>101</b>	<b>86</b>	<b>68</b>
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>(138)</b>	<b>(706)</b>	<b>(661)</b>	<b>2 366</b>	<b>1 040</b>	<b>2 754</b>	<b>275</b>	<b>235</b>	<b>187</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>916</b>	<b>1 257</b>	<b>402</b>	<b>2 749</b>	<b>1 396</b>	<b>1 574</b>	<b>354</b>	<b>235</b>	<b>203</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (e)</b>	<b>991</b>	<b>416</b>	<b>896</b>	<b>383</b>	<b>200</b>	<b>190</b>	<b>25</b>	<b>17</b>	<b>26</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>									
Coût	46 435	45 542	45 850	5 900	5 683	6 166	916	888	872
Amortissement cumulé et épuisement	(15 050)	(13 844)	(12 312)	(3 763)	(3 594)	(4 037)	(662)	(644)	(629)
<b>Immobilisations corporelles, montant net (f)</b>	<b>31 385</b>	<b>31 698</b>	<b>33 538</b>	<b>2 137</b>	<b>2 089</b>	<b>2 129</b>	<b>254</b>	<b>244</b>	<b>243</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>34 829</b>	<b>35 044</b>	<b>36 840</b>	<b>5 119</b>	<b>4 890</b>	<b>3 958</b>	<b>438</b>	<b>399</b>	<b>346</b>

en millions de dollars canadiens	Comptes non sectoriels et autres			Éliminations			Chiffres consolidés		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016	2018	2017	2016
<b>Produits et autres revenus</b>									
Produits (a)	-	-	-	-	-	-	34 964	29 125	25 049
Ventes intersectorielles	-	-	-	(4 455)	(3 681)	(3 434)	-	-	-
Revenus de placement et d'autres sources (note 9)	29	14	14	-	-	-	135	299	2 305
	<b>29</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>(4 455)</b>	<b>(3 681)</b>	<b>(3 434)</b>	<b>35 099</b>	<b>29 424</b>	<b>27 354</b>
<b>Dépenses</b>									
Exploration (b) (note 16)	-	-	-	-	-	-	19	183	94
Achats de pétrole brut et de produits	-	-	-	(4 449)	(3 675)	(3 429)	21 541	18 145	15 120
Production et fabrication (c)	-	-	-	-	-	-	6 121	5 698	5 224
Frais de vente et frais généraux (c)	54	49	84	(6)	(6)	(5)	908	893	1 129
Taxe d'accise fédérale	-	-	-	-	-	-	1 667	1 673	1 650
Amortissement et épuisement (b) (d)	21	19	16	-	-	-	1 555	2 172	1 628
Retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite (c)	107	-	-	-	-	-	107	-	-
Financement (note 13)	105	65	72	-	-	-	108	78	65
<b>Total des dépenses</b>	<b>287</b>	<b>133</b>	<b>172</b>	<b>(4 455)</b>	<b>(3 681)</b>	<b>(3 434)</b>	<b>32 026</b>	<b>28 842</b>	<b>24 910</b>
<b>Bénéfice (perte) avant impôts</b>	<b>(258)</b>	<b>(119)</b>	<b>(158)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 073</b>	<b>582</b>	<b>2 444</b>
<b>Impôts sur le bénéfice (note 4)</b>									
Exigibles	(40)	(6)	(51)	-	-	-	(14)	(58)	200
Unités d'actions	(29)	(34)	8	-	-	-	773	150	79
<b>Total de la charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>(69)</b>	<b>(40)</b>	<b>(43)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>759</b>	<b>92</b>	<b>279</b>
<b>Bénéfice (perte) net</b>	<b>(189)</b>	<b>(79)</b>	<b>(115)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 314</b>	<b>490</b>	<b>2 165</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>(116)</b>	<b>(125)</b>	<b>(143)</b>	<b>19</b>	<b>-</b>	<b>(21)</b>	<b>3 922</b>	<b>2 763</b>	<b>2 015</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais d'exploration (e)</b>	<b>28</b>	<b>38</b>	<b>49</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 427</b>	<b>671</b>	<b>1 161</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>									
Coût	693	665	627	-	-	-	53 944	52 778	53 515
Amortissement cumulé et épuisement	(244)	(223)	(204)	-	-	-	(19 719)	(18 305)	(17 182)
<b>Immobilisations corporelles, montant net (f)</b>	<b>449</b>	<b>442</b>	<b>423</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>34 225</b>	<b>34 473</b>	<b>36 333</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>1 548</b>	<b>1 703</b>	<b>894</b>	<b>(478)</b>	<b>(435)</b>	<b>(384)</b>	<b>41 456</b>	<b>41 601</b>	<b>41 654</b>

- (a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 6 661 millions de dollars (4 392 millions de dollars en 2017, 3 612 millions de dollars en 2016). 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<sup>er</sup> janvier 2018, la rubrique Comptes non sectoriels et autres comprend toutes les dépenses associées à la retraite non liée aux services et avantages postérieurs au départ à la retraite. Avant 2018, la majorité de ces coûts étaient alloués aux différents secteurs d'exploitation. Pour plus de détails, voir la note 2.
- (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 réglementation sur le plafonnement et l'échange. La perte de valeur est constatée dans la ligne « Amortissement et épuisement » dans l'état consolidé des résultats et la ligne « Autres éléments d'actif, y compris non matériels (montant net) » du bilan consolidé.
- (e) Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration comprennent les frais d'exploration, les ajouts aux immobilisations corporelles, les ajouts aux contrats de location-acquisition, les investissements additionnels et les acquisitions. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration excluent l'achat de crédits de carbone.
- (f) Comprend des immobilisations corporelles en cours de construction de 1 553 millions de dollars (1 047 millions de dollars en 2017, 2 705 millions de dollars en 2016).

## 4. Impôts

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
Charge d'impôts exigibles (a)	<b>(14)</b>	(58)	200
Passif d'impôts futurs (a)	<b>773</b>	150	79
<b>Total de la charge d'impôts sur les bénéficiaires (a) (b)</b>	<b>759</b>	92	279
Taux d'imposition des sociétés prévu par la loi (en pourcentage)	<b>26,9</b>	26,9	26,8
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :			
Cessions (c)	<b>(0,3)</b>	(5,3)	(11,6)
Variation du taux d'imposition en vigueur (a)	-	0,9	-
Autres	<b>(1,9)</b>	(6,6)	(3,8)
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>24,7</b>	15,9	11,4

- (a) 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 décaissements au titre des impôts sur les bénéficiaires, plus les crédits à l'investissement, ont totalisé 162 millions de dollars (322 millions de dollars en 2017 et 172 millions de dollars en 2016).
- (c) Les cessions en 2017 sont principalement liées à la vente d'un actif excédentaire en Ontario. Les cessions en 2016 sont principalement liées à la vente de stations-service Esso détenues par la compagnie et des activités d'aviation générale. Un traitement fiscal des gains en capital a été appliqué à la majeure partie des cessions.

En 2018, 2017 et 2016, la baisse du taux d'imposition prévu par la loi dans l'autre catégorie représente principalement les ajustements sur les exercices antérieurs et les réévaluations.

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	2018	2017	2016
Dépréciation et amortissement	<b>5 726</b>	5 564	5 361
Forages fructueux et achats de terrains	<b>856</b>	762	891
Prestations de retraite et avantages sociaux	<b>(336)</b>	(422)	(457)
Restauration des lieux	<b>(381)</b>	(376)	(396)
Intérêts capitalisés	<b>121</b>	118	114
Évaluation des stocks selon la méthode DEPS	<b>(107)</b>	(318)	(240)
Reports de perte fiscale	<b>(658)</b>	(936)	(1 056)
Autres	<b>(150)</b>	(196)	(212)
<b>Passif d'impôts futurs – Montant net</b>	<b>5 071</b>	4 196	4 005

## 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	2018	2017	2016
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	78	106	132
Ajouts au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	9	2	2
Réductions au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	(2)	-	(18)
Réductions en raison du dépassement du délai de prescription	-	-	(5)
Règlements avec les autorités fiscales	(49)	(30)	(5)
Solde au 31 décembre	36	78	106

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 2018, 2017 et 2016 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net et les flux de trésorerie de la compagnie. Les déclarations de 2011 à 2018 de la compagnie sont sujettes à examen par les autorités fiscales. Les déclarations fiscales de 2003 à 2010 sont exposées à des objections et sont par conséquent sujettes à examen par les autorités fiscales. L'Agence du revenu du Canada a proposé certains ajustements aux déclarations de la compagnie. La direction est en train d'évaluer ces ajustements et estime que plusieurs questions en suspens antérieures devraient être réglées en 2019. L'incidence de ces questions sur les économies d'impôt non comptabilisées et sur le taux d'imposition effectif ne devrait pas être importante.

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

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

## 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	
	2018	2017	2018	2017
Hypothèses retenues pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre (en pourcentage)				
Taux actualisé	<b>3,90</b>	3,40	<b>3,90</b>	3,40
Augmentation de la rémunération à long terme	<b>4,50</b>	4,50	<b>4,50</b>	4,50

en millions de dollars canadiens

**Variation de l'obligation au titre des prestations projetées**

Obligation au titre des prestations projetées au 1 <sup>er</sup> janvier	<b>8 785</b>	8 356	<b>670</b>	706
Coût des services actuels	<b>239</b>	217	<b>17</b>	16
Intérêts débiteurs	<b>302</b>	313	<b>22</b>	23
Pertes (gains) actuariels	<b>(498)</b>	415	<b>(101)</b>	(49)
Prestations versées (a)	<b>(469)</b>	(516)	<b>(26)</b>	(26)
Obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre	<b>8 359</b>	8 785	<b>582</b>	670
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre	<b>7 661</b>	8 043		

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. La mesure de l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite constituée suppose un taux tendanciel du coût des soins de santé de 4,50 % en 2019 et dans les années subséquentes.

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2018	2017	2018	2017
<b>Variation de l'actif des régimes</b>				
Juste valeur au 1 <sup>er</sup> janvier	<b>7 870</b>	7 359		
Rendement (perte) réel de l'actif des régimes	<b>20</b>	700		
Cotisations de la compagnie	<b>203</b>	212		
Prestations versées (b)	<b>(402)</b>	(401)		
Juste valeur au 31 décembre	<b>7 691</b>	7 870		

Excédent (insuffisance) de l'actif par rapport à l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre

Régimes capitalisés	<b>(180)</b>	(408)		
Régimes non capitalisés	<b>(488)</b>	(507)	<b>(582)</b>	(670)
Total (c)	<b>(668)</b>	(915)	<b>(582)</b>	(670)

(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	
	2018	2017	2018	2017
Les montants comptabilisés au bilan consolidé sont constitués de ce qui suit :				
Passif à court terme	(27)	(28)	(28)	(28)
Autres obligations à long terme	(641)	(887)	(554)	(642)
<b>Total comptabilisé</b>	<b>(668)</b>	<b>(915)</b>	<b>(582)</b>	<b>(670)</b>
Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constitués de ce qui suit :				
Pertes (gains) actuariels – Montant net	2 117	2 408	33	140
Coût des services passés	-	4	-	-
<b>Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts</b>	<b>2 117</b>	<b>2 412</b>	<b>33</b>	<b>140</b>

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 2018, le taux de rendement à long terme prévu qui a servi au calcul des charges de retraite a été de 5,0 % contre des rendements réels de 8,2 % et de 6,6 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans respectivement, terminées le 31 décembre 2018.

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Hypothèses retenues pour déterminer le coût net au titre des prestations des exercices clos le 31 décembre (en pourcentage)						
Taux actualisé	3,40	3,75	4,00	3,40	3,75	4,00
Rendement à long terme de l'actif des régimes	5,00	5,50	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

Coût des services actuels	239	217	203	17	16	16
Intérêts débiteurs	302	313	319	22	23	27
Rendement prévu de l'actif des régimes	(402)	(408)	(400)	-	-	-
Amortissement du coût des services passés	4	10	9	-	-	-
Amortissement des pertes (gains) actuariels	175	176	162	6	8	13
<b>Coût net des prestations constituées de l'exercice</b>	<b>318</b>	<b>308</b>	<b>293</b>	<b>45</b>	<b>47</b>	<b>56</b>

#### Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu

Pertes (gains) actuariels – Montant net	(116)	123	241	(101)	(49)	46
Amortissement des pertes (gains) nets actuariels inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(175)	(176)	(162)	(6)	(8)	(13)
Amortissement du coût des services passés inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(4)	(10)	(9)	-	-	-
<b>Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(295)</b>	<b>(63)</b>	<b>70</b>	<b>(107)</b>	<b>(57)</b>	<b>33</b>

Total comptabilisé dans le coût net des prestations constituées de l'exercice et autres éléments du résultat étendu, avant impôts

	23	245	363	(62)	(10)	89
--	----	-----	-----	------	------	----

Le coût des régimes à cotisations déterminées, principalement le régime d'épargne des employés, s'est élevé à 41 millions de dollars en 2018 (40 millions de dollars en 2017, 44 millions de dollars en 2016).

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		
	2018	2017	2016
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	402	120	(103)
(Déduit des) ajouté aux impôts futurs (note 18)	(104)	(38)	34
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, après impôts	298	82	(69)

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 2018, 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 2018 selon :				Valeur nette des actifs
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
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
<b>Total des actifs du régime à la juste valeur</b>	<b>7 691</b>	<b>33</b>	-	-	<b>7 658</b>

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2017, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2017 selon :					
en millions de dollars canadiens	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Valeur nette des actifs
Catégorie d'actif					
Actions					
Canadiennes	182				182
Internationales	2 138				2 138
Titres de créance canadiens					
Sociétés	1 248				1 248
Gouvernements	4 016				4 016
Adossés à des actifs	-				-
Partenariats de capital de risque	215				215
Trésorerie	71	34			37
<b>Total des actifs du régime à la juste valeur</b>	<b>7 870</b>	<b>34</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7 836</b>

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	
	2018	2017
Régimes de retraite capitalisés dont l'obligation au titre des prestations constituées est supérieure à l'actif du régime :		
Obligation au titre des prestations projetées	-	-
Obligation au titre des prestations constituées	-	-
Juste valeur de l'actif des régimes	-	-
Obligation au titre des prestations constituées, déduction faite de la juste valeur de l'actif du régime	-	-
Régimes non capitalisés couverts par les réserves comptables :		
Obligation au titre des prestations projetées	<b>488</b>	507
Obligation au titre des prestations constituées	<b>451</b>	480

### Amortissement estimatif du cumul des autres éléments du résultat étendu pour 2019

en millions de dollars canadiens	Prestations de retraite	Avantages complémentaires de retraite
<b>Pertes (gains) actuariels – Montant net (a)</b>	<b>150</b>	<b>2</b>

(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.

## 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
2019	435	28
2020	435	29
2021	440	29
2022	440	29
2023	440	29
2024 – 2028	2 170	150

Pour l'exercice 2019, la compagnie compte cotiser environ 212 millions de dollars en espèces à ses régimes de retraite.

## Sensibilité des résultats

Une variation de 1 % des hypothèses concernant les obligations découlant des régimes de retraite aurait les incidences suivantes :

Augmentation (baisse) en millions de dollars canadiens	Augmentation de 1 %	Baisse de 1 %
Taux de rendement de l'actif des régimes		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	(80)	80
Taux actualisé :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	(95)	130
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	(1 110)	1 425
Taux d'augmentation de la rémunération :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	65	(50)
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	255	(215)

Une modification de 1 % du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé aurait les incidences suivantes :

Augmentation (baisse) en millions de dollars canadiens	Augmentation de 1 %	Baisse de 1 %
Incidences sur le coût des services passés et les intérêts débiteurs	6	(5)
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	65	(50)

## 6. Autres obligations à long terme

en millions de dollars canadiens	2018	2017
Avantages de retraite (a) (note 5)	1 195	1 529
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b) (d)	1 435	1 460
Passif au titre de la rémunération à base d'actions (note 8)	78	99
Autres obligations (c)	235	692
<b>Total des autres obligations à long terme</b>	<b>2 943</b>	<b>3 780</b>

- (a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprennent aussi 55 millions de dollars à titre de passif à court terme (56 millions de dollars en 2017).
- (b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprenaient aussi 118 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (101 millions de dollars en 2017).
- (c) Incluant les obligations liées aux programmes d'émission de carbone. Les programmes de crédits de carbone sont comptabilisés comme autres éléments d'actif, y compris non matériels (montant net).
- (d) En 2018, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ont été actualisées au taux de % (6 % en 2017).

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	2018	2017
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	1 397	1 472
Ajouts (déductions)	(5)	(124)
Charge de désactualisation	85	92
Règlement	(60)	(43)
Solde au 31 décembre	1 417	1 397

## 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 2018, la juste valeur de la dette à long terme (4 447 millions de dollars, excluant les obligations locatives capitalisées) 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. Actuellement, la compagnie a recours à des contrats de dérivés pour compenser le risque lié aux prix des hydrocarbures, aux taux de change et aux taux d'intérêt découlant des actifs, des passifs et des transactions prévues existants. 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. La compagnie estime qu'il n'y a pas de risques de marché ou de crédit importants quant à sa situation financière, aux résultats d'exploitation ou à la situation de trésorerie en raison des produits dérivés. La compagnie maintient un système de contrôle comprenant l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur des produits dérivés. La compagnie ne désigne pas les produits dérivés comme couverture aux fins de la comptabilité de couverture. À l'heure actuelle, les produits dérivés ne sont pas assujettis à un accord général de compensation, et l'Impériale n'a pas compensé les garanties par la valeur comptable des dérivés.

Les valeurs comptables des produits dérivés figurant au bilan consolidé étaient des actifs bruts de 31 millions de dollars (0 millions de dollars en 2017) et des passifs bruts de 15 millions de dollars (4 millions de dollars en 2017) à la fin de l'exercice.

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	2018	2017	2016
Revenus	6	-	-
Achats de pétrole brut et de produits	(24)	(5)	-
Total	(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 d'après le quotient du 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 2018 :

	Unités d'actions restreintes	Unités d'actions à dividende différé
En circulation au 1 <sup>er</sup> janvier 2018	<b>5 859 050</b>	<b>149 408</b>
Attribuées	<b>739 870</b>	<b>15 540</b>
Acquises/exercées	<b>(1 275 640)</b>	<b>(13 253)</b>
Confisquées et annulées	<b>(20 455)</b>	-
En circulation au 31 décembre 2018	<b>5 302 825</b>	<b>151 695</b>

En 2018, la charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes avant impôts s'est chiffrée à 32 millions de dollars (14 millions de dollars en 2017, 83 millions de dollars en 2016). 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 (4 millions de dollars en 2017, 24 millions de dollars en 2016). Des paiements au comptant de 59 millions de dollars au titre de ces régimes ont été versés en 2018 (71 millions de dollars en 2017, 79 millions de dollars en 2016).

Au 31 décembre 2018, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions qui n'étaient pas acquises s'élevait à 75 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 3,9 ans. Toutes les unités émises en vertu des régimes d'intéressement en actions et en actions à dividende différé étaient acquises au 31 décembre 2018.

## 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	2018	2017	2016
Produits de la vente d'actifs	59	232	3 021
Valeur comptable de la vente d'actifs	5	12	777
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts (a) (b)	54	220	2 244
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts (a) (b)	38	192	1 908

- (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.
- (b) L'année 2016 comprenait un gain de 2,0 milliards de dollars (1,7 milliard de dollars après impôts) découlant de la vente de stations-service Esso détenues par la compagnie, ainsi qu'un gain de 161 millions de dollars (134 millions de dollars après impôts) découlant de la vente des activités d'aviation générale de l'Impériale.

## 10. Litiges et autres provisions

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

La compagnie a aussi pris d'autres engagements dans le cours normal des affaires, pour faire face aux besoins de son exploitation et à ses besoins en capitaux, qu'elle s'attend à pouvoir remplir sans qu'ils aient une incidence défavorable importante sur ses activités ou sa situation financière. Les obligations d'achat 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 placement 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 2018, un passif éventuel relativement à des garanties liées à l'exécution en vertu de contrats d'autres obligations avec des tiers totalisant 35 millions de dollars (42 millions de dollars en 2017).

En 2018, la compagnie a conclu une convention d'indemnisation aux termes de laquelle elle pourrait être tenue responsable, jusqu'à concurrence de 46 millions de dollars, des coûts associés à la poursuite du développement d'un projet d'oléoduc par un tiers.

## 11. Actions ordinaires

milliers d'actions	2018	2017
Au 31 décembre		
Autorisées	1 100 000	1 100 000
Actions ordinaires en circulation	782 565	831 242

Le programme actuel d'offre de rachat ordinaire d'une durée de 12 mois a pris effet le 27 juin 2018 au titre duquel l'Impériale poursuivra son programme de rachat d'actions actuel. Ce programme permet à l'entreprise de racheter un maximum de 40 391 196 actions ordinaires (soit 5 % du nombre total d'actions en circulation le 13 juin 2018), 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 ExxonMobil 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 <sup>er</sup> janvier 2016	847 599	1 566
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	1	-
Achats à la valeur attribuée	(1)	-
Solde au 31 décembre 2016	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)
<b>Solde au 31 décembre 2018</b>	<b>782 565</b>	<b>1 446</b>

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 :

	2018	2017	2016
<b>Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base</b>			
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)	2 314	490	2 165
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	807,5	842,9	847,6
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	2,87	0,58	2,55
<b>Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué</b>			
Bénéfice (perte) net (en millions de dollars canadiens)	2 314	490	2 165
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions d'actions)	807,5	842,9	847,6
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	2,6	2,8	2,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	810,1	845,7	850,5
Bénéfice (perte) net par action ordinaire (en dollars)	2,86	0,58	2,55
<b>Dividendes par action ordinaire – annoncés (dollars)</b>	<b>0,73</b>	<b>0,63</b>	<b>0,59</b>

## 12. Informations financières diverses

En 2018, le bénéfice net comprenait un gain après impôts de 16 millions de dollars (gain de 5 millions de dollars en 2017 et gain de 5 millions de dollars en 2016) 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 2018 dépassait la valeur comptable DEPS d'environ 0,9 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars en 2017). À la fin de l'exercice, les stocks de pétrole brut et de produits s'établissaient comme suit :

en millions de dollars canadiens	2018	2017
Pétrole brut	731	690
Produits pétroliers	473	307
Produits chimiques	72	42
Gaz naturel et autres produits	21	36
Total des stocks de pétrole brut et de produits	1 297	1 075

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 2018, les frais de recherche et développement avant crédits d'impôt à l'investissement se sont élevés à 110 millions de dollars (111 millions de dollars en 2017, 152 millions de dollars en 2016). 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 413 millions de dollars au 31 décembre 2018 (437 millions de dollars en 2017).

## 13. Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
Intérêts sur la dette (a)	133	103	121
Intérêts capitalisés	(28)	(38)	(49)
Intérêts débiteurs – montant net	105	65	72
Autres intérêts	3	13	(7)
Financement total (b)	108	78	65

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

(b) En 2018, les paiements d'intérêts se sont élevés à 88 millions de dollars (58 millions de dollars en 2017, 73 millions de dollars en 2016). En 2018, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à court terme s'est établi à 1,5 % (0,9 % en 2017 et 0,8 % en 2016). En 2018, le taux d'intérêt effectif moyen sur les emprunts à long terme avec ExxonMobil s'est établi à 2,0 % (1,3 % en 2017 et 1,0 % en 2016).

Au 31 décembre 2018, la compagnie avait emprunté 75 millions de dollars en vertu d'une entente conclue avec une société affiliée à ExxonMobil prévoyant l'accord d'un prêt à vue renouvelable sans intérêt à la compagnie par ExxonMobil plafonné à 75 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 et le transport du pétrole brut et des diluants.

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.

## 14. Immobilisations louées

Au 31 décembre 2018, la compagnie était liée par des contrats de location-exploitation non résiliables visant principalement des cuves de stockage, des wagons-citernes et des navires assortis d'engagements locatifs minimaux non actualisés s'élevant à 291 millions de dollars, comme il est indiqué dans le tableau ci-dessous :

en millions de dollars canadiens	Paiements exigibles par exercice						Après 2023	Total
	2019	2020	2021	2022	2023			
Paiements de loyers en vertu d'engagements minimaux (a)	<b>130</b>	<b>82</b>	<b>43</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>291</b>	

(a) En 2018, les charges locatives découlant des contrats de location-exploitation résiliables et non résiliables se sont élevées à 221 millions de dollars (206 millions de dollars en 2017, 253 millions de dollars en 2016). Les revenus locatifs connexes n'étaient pas significatifs.

## 15. Dette à long terme

en millions de dollars canadiens

Au 31 décembre	<b>2018</b>	2017
Dette à long terme (a)	<b>4 447</b>	4 447
Contrats de location-acquisition (b)	<b>531</b>	558
Total de la dette à long terme	<b>4 978</b>	5 005

(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 31 juillet 2020, est résiliable sur préavis d'au moins 370 jours de la part d'ExxonMobil.

(b) Les contrats de location-acquisition concernent principalement les installations de transport et des conventions relatives aux services. Le taux d'intérêt théorique moyen a été de 7,1 % en 2018 (7,0 % en 2017). Les obligations locatives capitalisées comprennent aussi 27 millions de dollars comptabilisés à titre de passif à court terme (27 millions de dollars en 2017). Les paiements en capital sur les contrats de location-acquisition s'élèvent à environ 14 millions de dollars par an en moyenne et seront exigibles dans chacune des quatre années qui suivront le 31 décembre 2019.

## 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 à la fin de l'exercice 2016 qui ont été capitalisés dans le cadre du projet de Horn River pour une période supérieure à 12 mois, ont été dépensés 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	2018	2017	2016
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	-	143	167
Ajouts en attendant l'établissement de réserves prouvées	-	-	-
Passés en dépenses	-	(143)	(24)
Reclassement en puits, installations et équipement reposant sur l'établissement de réserves prouvées	-	-	-
Solde au 31 décembre	-	-	143

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

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
Coûts capitalisés pendant un an ou moins	-	-	-
Coûts capitalisés pendant un an à dix ans	-	-	143
Coûts capitalisés pendant plus d'un an	-	-	143
Total	-	-	143

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 fournit une ventilation du nombre de projets présentant des coûts des puits d'exploration capitalisés au cours des 12 mois précédents et ceux pour lesquels les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois.

	2018	2017	2016
Nombre de projets pour lesquels le premier puits capitalisé a été foré au cours des 12 mois précédents	-	-	-
Nombre de projets pour lesquels les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois	-	-	1
Total	-	-	1

## 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 la compagnie.

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 2018, avec ExxonMobil, s'élevaient à 4 036 millions de dollars et 6 364 millions de dollars respectivement (2 648 millions de dollars et 4 080 millions de dollars respectivement en 2017). Le montant des frais de financement avec ExxonMobil s'est établi à 87 millions de dollars (57 millions de dollars en 2017).

Au 31 décembre 2018, la compagnie avait contracté des emprunts à long terme de 4 447 millions de dollars (4 447 millions de dollars en 2017) et des emprunts à court terme de 75 millions de dollars (75 millions de dollars en 2017) auprès d'ExxonMobil (pour plus de détails, voir la note 15, « Dette à long terme », à la page 57, et la note 13, « Financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts », à la page 56).

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	2018	2017	2016
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	(1 815)	(1 897)	(1 828)
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	158	(54)	(210)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	140	136	141
Solde au 31 décembre	(1 517)	(1 815)	(1 897)

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

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
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)	(185)	(194)	(184)

(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	2018	2017	2016
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	59	(20)	(77)
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	45	58	43
Total	104	38	(34)

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

L'information figurant aux pages 60 à 61 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 Syncrude, Kearn et les autres superficies minières non prouvées figurant dans les tableaux ci-dessous.

### Résultats d'exploitation

en millions de dollars canadiens	2018	2017	2016
Ventes aux clients (a)	3 264	3 283	2 210
Ventes intersectorielles (a) (b)	1 964	1 750	1 791
	5 228	5 033	4 001
Frais de production	4 342	3 959	3 657
Frais d'exploration	19	183	94
Dépréciation et épuisement	1 151	1 623	1 275
Impôts sur le bénéfice	(92)	(217)	(366)
Résultats d'exploitation	(192)	(515)	(659)

Les montants déclarés comme frais engagés en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités 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	2018	2017	2016
Coût des biens (c)			
Prouvés	-	-	1
Non prouvés	-	32	-
Coûts d'exploration	19	40	70
Coûts de mise en valeur	966	214	543
Total des dépenses engagées en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur	985	286	614

- (a) Le gaz naturel et les liquides de gaz naturel achetés aux fins de revente et le paiement des redevances 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	2018	2017
Coût des biens (a)		
Prouvés	2 296	2 214
Non prouvés	2 372	2 465
Actifs de production	38 695	38 332
Construction inachevée	1 214	673
Coût total capitalisé	44 577	43 684
Amortissement cumulé et épuisement	(14 897)	(13 733)
Coûts nets capitalisés	29 680	29 951

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

## Mesure normalisée des flux de trésorerie futurs actualisés

Comme l'exige le FASB, la mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés a été calculée à partir des prix moyens du premier jour du mois, des coûts en fin d'exercice, des taux d'imposition réglementaires et d'un facteur d'actualisation de 10 % appliqué aux réserves prouvées nettes. La mesure normalisée tient compte des frais liés aux obligations futures de démontage, d'abandon et de restauration. La 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	2018	2017	2016
Flux de trésorerie futurs	174 326	72 325	53 743
Coûts de production futurs	(124 316)	(44 822)	(36 100)
Coûts de mise en valeur futurs	(25 507)	(14 640)	(11 917)
Impôts sur les bénéfices futurs	(5 232)	(3 916)	(1 263)
Flux de trésorerie nets futurs	19 271	8 947	4 463
Taux d'actualisation de 10 % appliqué en fonction du calendrier prévu des flux de trésorerie	(10 537)	(3 811)	(1 717)
Flux de trésorerie futurs actualisés	8 734	5 136	2 746

## 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	2018	2017	2016
Solde au début de l'exercice	5 136	2 746	3 230
Variations découlant de ce qui suit :			
Ventes et transferts de pétrole et de gaz produits, déduction faite des frais de production	(1 117)	(1 516)	(718)
Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production (a)	1 395	4 231	(1 468)
Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes	259	81	14
Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice	923	376	651
Révisions d'estimations quantitatives antérieures	2 157	110	56
Accroissement de l'actualisation	584	290	417
Variation nette des impôts sur les bénéfices	(603)	(1 182)	564
Variation nette	3 598	2 390	(484)
Solde en fin d'exercice	8 734	5 136	2 746

(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 2016	34	583	581	3 515	4 227
Révisions	3	(58)	8	(2 720)	(2 719)
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	-	-	-	-	-
Découvertes et extensions	2	15	-	-	4
Production	(4)	(45)	(25)	(94)	(130)
<b>Fin de l'exercice 2016</b>	<b>35</b>	<b>495</b>	<b>564</b>	<b>701</b>	<b>1 382</b>
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)
<b>Fin de l'exercice 2017</b>	<b>44</b>	<b>641</b>	<b>473</b>	<b>946</b>	<b>1 570</b>
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)
<b>Fin de l'exercice 2018</b>	<b>62</b>	<b>639</b>	<b>466</b>	<b>3 166</b>	<b>3 800</b>

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

1 <sup>er</sup> janvier 2016	23	283	581	3 063	3 714
31 décembre 2016	19	263	564	436	1 063
31 décembre 2017	9	282	473	591	1 120
<b>31 décembre 2018</b>	<b>24</b>	<b>273</b>	<b>466</b>	<b>2 861</b>	<b>3 396</b>

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

1 <sup>er</sup> janvier 2016	11	300	-	452	513
31 décembre 2016	16	232	-	265	319
31 décembre 2017	35	359	-	355	450
<b>31 décembre 2018</b>	<b>38</b>	<b>366</b>	<b>-</b>	<b>305</b>	<b>404</b>

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

Les informations qui précèdent décrivent les variations au cours des exercices et les soldes des réserves prouvées de pétrole et de gaz à la fin des exercices 2016, 2017 et 2018. 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'est plus considéré 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 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 <sup>(a)</sup>

	2018				2017			
	trimestres clos les				trimestres clos les			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
<b>Données financières</b> (en millions de dollars canadiens)								
Total des produits et des autres revenus	7 890	9 732	9 543	7 934	8 077	7 158	7 033	7 156
Total des dépenses	6 804	8 706	9 279	7 237	8 286	6 662	7 158	6 736
Bénéfice (perte) avant impôts	1 086	1 026	264	697	(209)	496	(125)	420
Impôts sur le bénéfice	233	277	68	181	(72)	125	(48)	87
Bénéfice (perte) net	853	749	196	516	(137)	371	(77)	333
<b>Bénéfice (perte) net</b> (en millions de dollars canadiens)								
Secteur Amont	(310)	222	(6)	(44)	(481)	62	(201)	(86)
Secteur Aval	1 142	502	201	521	290	292	78	380
Produits chimiques	55	69	78	73	74	52	64	45
Comptes non sectoriels et autres	(34)	(44)	(77)	(34)	(20)	(35)	(18)	(6)
Bénéfice (perte) net	853	749	196	516	(137)	371	(77)	333
<b>Informations par action</b> (en dollars canadiens)								
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat de base (b)	1,08	0,94	0,24	0,62	(0,16)	0,44	(0,09)	0,39
Bénéfice (perte) net par action ordinaire – résultat dilué (b)	1,08	0,94	0,24	0,62	(0,16)	0,44	(0,09)	0,39
Dividendes par action ordinaire – annoncés	0,19	0,19	0,19	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15

(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**