

VI. Annexes

Annexe A - Section financière

Table des matières

Page

Résumé des états financiers (PCGR des États-Unis)	A2
Terminologie	A3
Rapport de gestion	A5
Aperçu.....	A5
Environnement commercial et évaluation des risques	A5
Résultats d'exploitation	A8
Situation de trésorerie et sources de financement	A13
Dépenses en immobilisations et frais d'exploration.....	A16
Risques commerciaux et autres incertitudes.....	A16
Estimations comptables critiques	A18
Normes comptables publiées récemment	A22
Rapport de gestion sur les contrôles internes des états financiers.....	A23
Rapport du cabinet indépendant d'experts-comptables.....	A24
État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis).....	A25
État consolidé du résultat étendu (PCGR des États-Unis)	A26
Bilan consolidé (PCGR des États-Unis)	A27
État consolidé des capitaux propres (PCGR des États-Unis).....	A28
État consolidé des flux de trésorerie (PCGR des États-Unis).....	A29
Notes aux états financiers consolidés	A30
1. Résumé des principales politiques comptables.....	A30
2. Secteurs d'activité	A34
3. Impôt sur le bénéfice.....	A37
4. Avantages de retraite	A38
5. Autres obligations à long terme.....	A44
6. Produits dérivés et instruments financiers.....	A45
7. Programmes de rémunération et d'intéressement à base d'actions.....	A45
8. Revenus de placement et d'autres sources	A46
9. Litiges et autres provisions.....	A47
10. Actions ordinaires.....	A48
11. Informations financières diverses.....	A49
12. Coûts de financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts	A49
13. Immobilisations louées	A49
14. Dette à long terme.....	A50
15. Comptabilité des coûts de puits d'exploration suspendus	A51
16. Transactions avec des apparentés	A52
17. Autres éléments du résultat étendu.....	A53
Renseignements supplémentaires sur les activités d'exploration production de pétrole et gaz (hors audit)	A54
Résultats financiers trimestriels et opérations sur actions	A58

Résumé des états financiers (PCGR des États-Unis)

millions de dollars	2015	2014	2013	2012	2011
Produits d'exploitation	26 756	36 231	32 722	31 053	30 474
Bénéfice net par segment :					
Secteur Amont	(704)	2 059	1 712	1 888	2 457
Secteur Aval	1 586	1 594	1 052	1 772	884
Produits chimiques	287	229	162	165	122
Comptes non sectoriels et autres	(47)	(97)	(98)	(59)	(92)
Bénéfice net	1 122	3 785	2 828	3 766	3 371
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	203	215	272	482	1 202
Total de l'actif en fin d'exercice	43 170	40 830	37 218	29 364	25 429
Dette à long terme en fin d'exercice	6 564	4 913	4 444	1 175	843
Total de la dette en fin d'exercice	8 516	6 891	6 287	1 647	1 207
Autres obligations à long terme en fin d'exercice	3 597	3 565	3 091	3 983	3 876
Capitaux propres en fin d'exercice	23 425	22 530	19 524	16 377	13 321
Flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation	2 167	4 405	3 292	4 680	4 489
Informations par action (dollars)					
Bénéfice net par action (base)	1,32	4,47	3,34	4,44	3,98
Bénéfice net par action (dilué)	1,32	4,45	3,32	4,42	3,95
Dividendes annoncés	0,54	0,52	0,49	0,48	0,44

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.

millions de dollars	2015	2014	2013
Utilisations dans l'entreprise : perspective de l'actif et du passif			
Total de l'actif	43 170	40 830	37 218
Moins : Total du passif à court terme à l'exclusion des billets et emprunts	(3 441)	(4 003)	(5 245)
Total du passif à long terme à l'exclusion de la dette à long terme	(7 788)	(7 406)	(6 162)
Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	18	19	23
Total du capital utilisé	31 959	29 440	25 834
Total des sources de l'entreprise : perspective de la dette et des capitaux propres			
Billets et emprunts	1 952	1 978	1 843
Dette à long terme	6 564	4 913	4 444
Capitaux propres	23 425	22 530	19 524
Plus : Part de l'Impériale dans la dette des sociétés dont elle est actionnaire	18	19	23
Total du capital utilisé	31 959	29 440	25 834

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 d'évaluer les résultats de la direction et 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.

millions de dollars	2015	2014	2013
Bénéfice net	1 122	3 785	2 828
Coûts de financement (après impôts), incluant la part de l'Impériale dans les sociétés dont elle est actionnaire	30	1	1
Bénéfice net à l'exclusion des coûts de financement	1 152	3 786	2 829
Capital moyen utilisé	30 700	27 637	21 941
Rendement du capital moyen utilisé (%) – Total de l'entreprise	3,8	13,7	12,9

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.

millions de dollars	2015	2014	2013
Trésorerie issue d'activités d'exploitation	2 167	4 405	3 292
Produits de la vente d'actifs	142	851	160
Total des flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation et de vente d'actifs	2 309	5 256	3 452

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 (selon la définition ci-dessous) 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

millions de dollars	2015	2014	2013
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale			
Total des dépenses	24 965	31 945	29 192
Moins:			
Achats de pétrole brut et de produits	15 284	22 479	20 155
Taxe d'accise fédérale	1 568	1 562	1 423
Coûts de financement	39	4	11
Sous-total	16 891	24 045	21 589
Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	40	39	37
Total des coûts d'exploitation	8 114	7 939	7 640

Composants des coûts d'exploitation

millions de dollars	2015	2014	2013
Extrait de l'état consolidé des résultats de l'Impériale			
Production et fabrication	5 434	5 662	5 288
Frais de vente et frais généraux	1 117	1 075	1 082
Dépréciation et épuisement	1 450	1 096	1 110
Exploration	73	67	123
Sous-total	8 074	7 900	7 603
Part de l'Impériale dans les dépenses des sociétés dont elle est actionnaire	40	39	37
Total des coûts d'exploitation	8 114	7 939	7 640

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 simple, qui repose sur l'extraction, le raffinage et la commercialisation d'hydrocarbures et de produits à base d'hydrocarbures. Les activités de la compagnie comprennent la production (ou l'achat), la fabrication et la vente de produits, et toutes les activités commerciales visent directement à faciliter le transport sous-jacent de marchandises.

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 le prix des marchandises soit instable à court terme du fait du jeu de l'offre et de la demande, les décisions de l'Impériale en matière d'investissement sont fondées sur des perspectives commerciales à long terme et reposent sur 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 possibilités d'investissement sont testées au moyen d'un large éventail de scénarios économiques en vue d'évaluer la viabilité de chaque possibilité. Une fois les investissements 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

Selon les projections, d'ici à 2040, la population mondiale devrait atteindre à peu près neuf milliards d'habitants, soit environ 1,8 milliard de plus qu'en 2014. Parallèlement à cette augmentation de la population, la compagnie prévoit une croissance de l'économie mondiale de près de 3 % par an en moyenne. Avec la croissance économique et démographique, et l'amélioration du niveau de vie de milliards de personnes, les besoins en énergie vont continuer à croître. Même si on réalisait d'importants gains en efficacité, la demande mondiale d'énergie devrait augmenter d'environ 25 % entre 2014 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).

Alors que la prospérité grandissante entraînera une hausse de la demande mondiale d'énergie, l'utilisation croissante de carburants, de technologies et de pratiques à haute efficacité énergétique et 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 des transports, de la production d'électricité, des applications industrielles et des secteurs de l'habitation et de l'activité commerciale.

De 2014 à 2040, l'énergie nécessaire au transport (automobiles, camions, navires, trains et avions) devrait augmenter d'environ 30 %. La croissance de la demande dans le domaine du transport représentera probablement environ 60 % de l'augmentation de la demande mondiale de carburants liquides au cours de cette période. Les carburants liquides étant abondants, faciles à transporter, largement disponibles et produisant une grande quantité d'énergie pour un petit volume, la majorité des parcs de transport du monde continueront à en dépendre.

Rapport de gestion (suite)

Il est prévu qu'entre 2014 et 2040, la demande mondiale d'électricité, tirée par sa croissance dans les pays en développement, augmentera d'environ 65 %. 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 énergétique mondiale. La satisfaction de la demande croissante d'électricité nécessitera un large éventail de sources d'énergie. Aujourd'hui, le charbon procure environ 40 % de l'électricité produite dans le monde, mais cette part devrait vraisemblablement descendre à environ 30 % d'ici 2040 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 au risque de changement climatique. Entre 2014 et 2040, nous prévoyons un doublement de la production d'électricité provenant du gaz naturel, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables. Nous croyons qu'à l'horizon 2040, le charbon, le gaz naturel et les énergies renouvelables produiront approximativement la même part d'électricité dans le monde, bien que des différences significatives seront sûrement observées dans certaines régions à cause de divers facteurs, notamment le coût et la disponibilité des divers types d'énergie.

Les carburants liquides étant largement disponibles, abordables et faciles à transporter, à distribuer et à stocker, ils assurent actuellement la plus grande part de l'approvisionnement mondial en énergie pour répondre aux besoins des consommateurs. D'ici à 2040, la demande mondiale de carburants liquides devrait atteindre environ 112 millions de barils d'équivalent pétrole par jour, soit environ 20 % de plus qu'en 2014. À l'échelle mondiale, il est probable que la production de pétrole classique diminuera légèrement jusqu'en 2040, la baisse naturelle du rendement de ces gisements étant en bonne partie compensée par une hausse importante des activités de mise en valeur. Cette baisse devrait toutefois être largement compensée par la production croissante de diverses nouvelles sources d'énergie comme le pétrole de réservoirs étanches, les gisements en eaux profondes, les sables pétrolifères, les liquides de gaz naturel et les biocarburants. 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 de pouvoir accéder aux ressources et investir en temps opportun pour répondre aux besoins mondiaux par un approvisionnement fiable et abordable.

Le gaz naturel étant un combustible polyvalent aux applications multiples, il sera le combustible qui devrait connaître la plus forte croissance entre 2014 et 2040, satisfaisant environ 40 % de la croissance de demande énergétique. De 2014 à 2040, la demande mondiale de gaz devrait augmenter d'environ 50 %, et environ 45 % de cette augmentation devrait avoir lieu dans la région Asie-Pacifique. La croissance importante des sources d'approvisionnement en gaz non classique, c'est-à-dire le gaz naturel présent dans le schiste et dans d'autres formations rocheuses dont l'extraction n'était pas jugée rentable autrefois, contribuera à combler ces besoins. Au total, environ 60 % 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 conservera le devant de la scène, assurant environ les deux tiers de la demande mondiale en 2040.

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 2025 et 2030. La part du gaz naturel devrait dépasser 25 % d'ici à 2040, tandis que celle du charbon tomberait à moins de 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 atteindront probablement près de 15 % du total d'ici à 2040, la part combinée de l'énergie biomassique, hydraulique et géothermique comptant pour plus de 10 %. De 2014 à 2040, l'énergie totale provenant du vent, du soleil et des biocarburants bondira de près de 250 %, approchant une part combinée d'environ 4 % 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 coûts de mise en valeur et d'extraction de ces ressources seront élevés. Selon l'Agence internationale de l'énergie, l'investissement requis pour satisfaire la totalité des besoins énergétiques mondiaux en pétrole et en gaz de 2015 à 2040 s'élèvera à près de 25 billions \$US (en dollars de 2014), soit plus d'un billion \$US par an en moyenne.

Rapport de gestion (suite)

Les accords internationaux et les réglementations provinciales et nationales visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre évoluent à un rythme tout aussi incertain que les résultats qui en ressortent, d'où la difficulté de prédire leur impact commercial. Les estimations par l'Impériale des coûts potentiels des éventuelles politiques publiques relativement aux émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie cadrent avec les estimations figurant dans les perspectives énergétiques à long terme d'Exxon Mobil Corporation (ci-après ExxonMobil), qui servent de base pour évaluer le contexte commercial et les investissements de l'Impériale.

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 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 saisir des possibilités de croissance pour améliorer constamment le portefeuille de ressources, à adopter une méthode rigoureuse en matière de gestion des coûts et d'investissement, à développer et appliquer des technologies à fortes retombées, à chercher des gains de productivité et d'efficacité, et à optimiser la rentabilité de la production de pétrole et de gaz. Elles reposent sur la quête incessante de l'excellence opérationnelle, de l'utilisation de techniques innovatrices, 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. L'exploitation du pétrole classique des régions productrices développées étant presque arrivée à maturité, la production de l'Impériale devra de plus en plus provenir de sources non classiques et des sables pétrolifères.

Les prix de la majeure partie du pétrole brut de la compagnie sont établis en fonction des marchés du West Texas Intermediate (WTI), un brut de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain. Par rapport à 2014, le prix moyen du pétrole brut WTI en dollars américains était plus bas en 2015. L'environnement industriel du secteur Amont a fait l'objet d'énormes bouleversements en 2015, avec une offre abondante de pétrole brut faisant chuter les cours à des niveaux non observés depuis 2004. Quant aux prix du gaz naturel, ils sont demeurés relativement bas. Cependant, les conditions actuelles du marché ne sont pas nécessairement indicatrices du futur. Les marchés du pétrole brut et du gaz naturel ont toujours connu des périodes de grande volatilité des prix. L'Impériale croit qu'à long terme, les prix continueront à dépendre de l'offre et de la demande et que la demande sera largement déterminée par la croissance de l'économie mondiale. Au niveau de l'offre, les prix seront considérablement affectés par le contexte politique, les décisions de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), les actions des autres pays grands producteurs et d'autres facteurs. Pour gérer les risques liés aux prix, l'Impériale évalue ses plans annuels et tous ses investissements selon un vaste éventail de scénarios de prix. La compagnie croit qu'à long terme, ses activités connaîtront de solides performances. Ces résultats seront obtenus grâce à de rigoureux programmes d'investissement, de gestion des coûts, d'amélioration des processus et d'application de technologies nouvelles.

Secteur Aval

Le secteur Aval de l'Impériale sert principalement le marché canadien avec des installations de raffinage, de commercialisation et de logistique. Les stratégies commerciales du secteur Aval de l'Impériale guident les activités de la compagnie. Elles visent notamment à maintenir le meilleur niveau de la catégorie dans tous les aspects de l'entreprise, 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 à valeur ajoutée aux clients.

Au Canada, l'Impériale possède et exploite trois raffineries dont la capacité de traitement combinée est de 421 000 barils par jour. Le réseau de commercialisation des carburants de l'Impériale comprend un secteur du détail comptant plus de 1 700 stations-service Esso pour approvisionner ses clients au Canada. L'Impériale possède aussi un secteur de la vente en gros et aux industries, alimenté par un réseau de dépôts de distribution de premier stockage.

Rapport de gestion (suite)

Stimulée par les cours très faibles du pétrole brut et des carburants de transport, la demande mondiale a connu une croissance ayant produit un meilleur taux d'utilisation des capacités de raffinage et de meilleures marges de raffinage à l'extérieur de l'Amérique du Nord. Sur le continent nord-américain, les raffineries continuent à bénéficier du faible coût des matières premières et de l'énergie, grâce à une offre abondante de pétrole brut et de gaz naturel.

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, le diesel, le carburéacteur et le mazout domestique). 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, et subissent l'effet de nombreux facteurs comme le jeu de l'offre et de la demande, 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.

Les prévisions à long terme de l'Impériale révèlent qu'en Amérique du Nord, le secteur du raffinage continuera à connaître une concurrence intense. De plus, comme cela est décrit plus en détail à l'élément 1A - Facteurs de risque, la politique potentielle sur le carbone et d'autres contraintes réglementaires sur le changement climatique, ainsi que la croissance des mandats sur les biocarburants, pourraient avoir une incidence négative sur le secteur du raffinage. L'intégration complète de la chaîne de valeur de l'Impériale, du raffinage à la commercialisation, accroît la valeur globale des secteurs des carburants et des lubrifiants.

Dans le secteur de la commercialisation des carburants, environ 470 des 1 700 stations-service Esso sont la propriété de la compagnie. Les autres fonctionnent sous le modèle d'exploitation de distributeurs de marque en vertu duquel l'Impériale fournit du carburant à des tiers indépendants qui possèdent et exploitent les établissements conformément aux normes Esso. En janvier 2015, la compagnie a annoncé qu'elle comptait évaluer le modèle d'exploitation des stations-service lui appartenant. Cette évaluation évalue des façons d'étendre le modèle d'exploitation de distributeurs de marque aux établissements restants de l'entreprise, dans le cadre de la stratégie de développement de la marque Esso par l'Impériale.

Produits chimiques

En Amérique du Nord, le gaz naturel non classique a continué à fournir de l'éthane à coût avantageux aux vapocraqueurs et à créer un contexte de marges favorable pour les producteurs de produits chimiques intégrés. La stratégie de la compagnie pour ce secteur consiste à réduire les coûts et à maximiser la valeur en poursuivant 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

millions de dollars	2015	2014	2013
Bénéfice net	1 122	3 785	2 828

2015

Le bénéfice net de 2015 a été de 1 122 millions \$ (ou 1,32 \$ par action sur une base diluée) alors qu'il se situait à 3 785 millions \$ en 2014 (ou 4,45 \$ par action). Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 704 millions \$ au lieu d'un bénéfice net de 2 059 millions \$ en 2014. Les gains du secteur Aval ont diminué de 8 millions \$ tandis que ceux du secteur Produits chimiques ont augmenté de 58 millions \$.

2014

Le bénéfice net s'est établi à 3 785 millions \$ en 2014 (ou 4,45 \$ par action sur une base diluée), en regard de 2 828 millions \$ (ou 3,32 \$ par action) en 2013. En 2014, tous les secteurs d'exploitation ont enregistré une hausse de leur bénéfice : 542 millions \$ pour le secteur Aval, 347 millions \$ pour le secteur Amont et 67 millions \$ pour le secteur Produits chimiques.

Rapport de gestion (suite)

Secteur Amont

millions de dollars	2015	2014	2013
Bénéfice net	(704)	2 059	1 712

2015

Le secteur Amont a enregistré une perte nette de 704 millions \$ en 2015, au lieu d'un bénéfice net de 2 059 millions \$ pour la même période en 2014. Les gains de 2015 reflétaient une baisse du pétrole brut et des réalisations de gaz d'environ 3 790 millions \$, une charge nette de 327 millions \$ associée à l'augmentation de l'impôt des sociétés de l'Alberta, une augmentation de la dépense d'amortissement d'environ 180 millions \$, une baisse des volumes de liquides et de gaz d'environ 80 millions \$ reflétant l'effet des cessions de biens au cours de l'année précédente et une charge nette d'environ 60 millions \$ associée à la valeur comptable des stocks. Ces facteurs ont été partiellement compensés par l'effet de la faiblesse du dollar canadien, environ 770 millions \$, la baisse des redevances d'environ 700 millions \$, la hausse des volumes de Kearn et de Cold Lake d'environ 670 millions \$ et la baisse de coûts de l'énergie, d'environ 140 millions \$.

2014

En 2014, le bénéfice net du secteur Amont s'est établi à 2 059 millions \$, en hausse de 347 millions \$ par rapport à 2013. Les résultats de 2014 comprennent un gain de 478 millions \$ provenant de la cession d'actifs de productions classiques du secteur Amont, alors que ceux de 2013 comprenaient un gain de 73 millions \$ sur la vente d'actifs ne servant pas à l'exploitation. Les résultats ont également progressé par suite d'effets de change, du fait de la dépréciation du dollar canadien, d'environ 280 millions \$ et de la hausse des prix obtenus pour les liquides, qui a compté pour environ 100 millions \$, principalement attribuable à l'apport supplémentaire de la production de Kearn. Ces facteurs ont été partiellement annulés par une hausse des redevances d'environ 220 millions \$ attribuable principalement à une augmentation du prix obtenu pour le bitume canadien, à une réduction des coûts admissibles et à l'augmentation de la production à Kearn, et à une hausse des coûts énergétiques et de divers coûts d'exploitation qui a retranché environ 130 millions \$, et aux effets de la baisse des prix touchés par la compagnie pour le pétrole brut, ce qui a effectué une ponction d'environ 50 millions \$.

Prix touchés moyens

dollars canadiens	2015	2014	2013
Prix touché pour le bitume (le baril)	32,48	67,20	60,57
Prix touché pour le pétrole synthétique (le baril)	61,33	99,58	99,69
Prix touché pour le pétrole brut classique (le baril)	36,58	76,03	82,41
Prix touché pour les liquides de gaz naturel (le baril)	14,70	49,11	39,26
Prix touché pour le gaz naturel (le millier de pieds cubes)	2,78	4,54	3,27

2015

Le prix moyen du brut WTI (la principale référence pour le pétrole brut produit en Amérique du Nord) a chuté de 47 % par rapport à la même période en 2014. Les réalisations moyennes de l'entreprise en dollars canadiens pour le pétrole brut synthétique et le bitume ont baissé d'environ 38 et 52 % en 2015, respectivement à 61,33 \$ et 32,48 \$ par baril, et la baisse du brut de référence et l'augmentation des écarts léger-lourd étaient partiellement compensées par l'effet de la faiblesse du dollar canadien. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de gaz naturel, de 2,78 \$ le millier de pieds cubes en 2015, était en baisse d'environ 1,76 \$ par rapport à la même période de 2014.

2014

Les prix de la majeure partie des liquides de la compagnie sont établis en fonction des marchés du West Texas Intermediate (WTI), un brut de référence courant sur les marchés du centre du continent nord-américain. Le pétrole brut WTI a connu une baisse d'environ 5,14 \$ (en dollars américains) le baril, soit environ 5 % en 2014 comparativement à 2013. Le prix moyen obtenu pour le bitume en dollars canadiens par la compagnie en 2014 était de 67,20 \$ le baril par rapport à 60,57 \$ le baril en 2013, la baisse des prix de référence WTI ayant été largement compensée par les effets de change d'un dollar canadien plus faible et du rétrécissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le bitume. Le prix moyen touché par la compagnie sur les ventes de pétrole brut synthétique correspondait pratiquement à celui de 2013, la baisse des prix de référence du pétrole brut WTI ayant été largement compensée par la baisse du dollar canadien. Le prix moyen obtenu par la compagnie

Rapport de gestion (suite)

sur les ventes de gaz naturel (4,54 \$ le millier de pieds cubes) en 2014 était supérieur de 1,27 \$ (le millier de pieds cubes) à celui de 2013.

Pétrole brut et LGN – production et ventes (a)

milliers de barils par jour	2015		2014		2013	
	brut	net	brut	net	brut	net
Bitume	266	245	197	161	169	142
Pétrole synthétique (b)	62	58	64	60	67	65
Pétrole brut classique	15	14	18	14	21	17
Total de la production de pétrole brut	343	317	279	235	257	224
LGN mis en vente	1	1	3	2	4	3
Total de la production de pétrole brut et de LGN	344	318	282	237	261	227
Ventes de bitume, diluant compris (c)	349		259		219	
Ventes de LGN	5		8		9	

Gaz naturel – production et production disponible à la vente (d)

millions de pieds cubes par jour	2015		2014		2013	
	brut	net	brut	net	brut	net
Production (e) (f)	130	125	168	156	201	189
Production mise en vente (g)		94		124		152

- (a) Le nombre de barils 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 pour en faciliter le transport par pipeline en vue de sa commercialisation.
- (d) Le nombre de pieds cubes par jour correspond au volume pour la période divisé par le nombre de jours civils dans cette période.
- (e) La production de gaz naturel comprend les quantités consommées en interne, hormis les quantités réinjectées.
- (f) La production nette est égale à la production brute moins la quote-part des propriétaires miniers ou des gouvernements ou des deux. La production nette indiquée dans le tableau ci-dessus correspond aux quantités de production indiquées dans les réserves prouvées nettes.
- (g) Comprend les ventes de la quote-part de la compagnie dans la production nette et exclut les quantités consommées en interne.

2015

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 158 000 barils par jour en 2015, en hausse par rapport aux 146 000 barils par jour pour la même période de l'exercice précédent, principalement en raison de la compensation du cycle de la base opérationnelle de Nabiye.

La production moyenne brute de bitume à Kearl s'est établie à 152 000 barils par jour au cours de 2015 (la part de l'Impériale se chiffrant à 108 000 barils), contre 72 000 barils par jour (la part de l'Impériale se chiffrant à 51 000 barils) en 2014, reflétant le démarrage rapide du projet d'expansion de Kearl et l'amélioration de la fiabilité du développement initial.

Au cours de 2015, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 62 000 barils par jour, en hausse par rapport aux 64 000 barils pour 2014.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 15 000 barils par jour en 2015, contre 18 000 barils en 2014. La baisse du volume de production découle essentiellement de l'impact de la cession de biens au cours du premier semestre de 2014.

La production brute de gaz naturel au cours de 2015 a totalisé 130 millions de pieds cubes par jour, comparativement à 168 millions de pieds cubes par jour pour la période correspondante de l'exercice précédent, reflétant l'impact des cessions de biens et de la diminution naturelle du rendement des gisements.

2014

La production brute de bitume de Cold Lake s'est élevée en moyenne à 146 000 barils par jour en 2014, en regard de 153 000 barils en 2013. Cette baisse est principalement attribuable à la nature cyclique de l'injection

Rapport de gestion (suite)

de vapeur et des procédés de production connexes et à l'impact de plusieurs pannes de courant survenues chez des tiers au premier trimestre.

La quote-part de la compagnie dans la production brute provenant de la mise en valeur initiale de Kearn s'est établie à 51 000 barils par jour en 2014, comparativement à 16 000 barils en 2013. La production dans le cadre de la mise en valeur initiale de Kearn a été progressivement augmentée en 2014.

Au cours de l'année, la quote-part de la compagnie dans la production brute de Syncrude s'est élevée en moyenne à 64 000 barils par jour, comparativement à 67 000 barils par jour en 2013, la baisse étant principalement attribuable à l'accroissement des activités d'entretien programmé et non programmé.

La production brute de pétrole brut classique s'est établie en moyenne à 18 000 barils par jour en 2014, contre 21 000 barils en 2013. La baisse du volume de production découle essentiellement de l'impact de la cession de biens au cours du premier semestre de 2014.

En 2014, la production brute de gaz naturel s'est élevée à 168 millions de pieds cubes par jour, contre 201 millions de pieds cubes en 2013. Cette baisse de production résulte essentiellement de l'impact de la cession de biens.

Secteur Aval

millions de dollars	2015	2014	2013
Bénéfice net	1 586	1 594	1 052

2015

Le bénéfice net du secteur Aval a été de 1 586 millions \$ par rapport à 1 594 millions \$ pour la même période en 2014. Les gains ont diminué principalement à cause du recul des marges des raffineries d'environ 590 millions \$ et des frais d'exploitation plus élevés d'environ 70 millions \$, principalement associés au terminal ferroviaire d'Edmonton. Ces facteurs ont été partiellement compensés par l'effet de la faiblesse du dollar canadien (environ 390 millions \$), les marges accrues sur les carburants et les volumes (environ 170 millions \$), la baisse des coûts d'énergie d'environ 80 millions \$ et un gain en 2015 de 17 millions \$ des ventes de biens.

2014

Le bénéfice net du secteur Aval s'est établi à 1 594 millions \$ pour 2014, en hausse de 542 millions \$ par rapport à 2013. Les résultats de 2013 comprenaient une charge de 280 millions \$ liée à la reconversion de la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant. Le bénéfice a également augmenté en 2014 par suite de l'amélioration de la fiabilité des raffineries et de l'accès à des bruts moins coûteux, ce qui a rapporté 330 millions \$, et de la baisse du dollar canadien, qui s'est soldée par des rentrées supplémentaires de 130 millions \$, tandis que la hausse des marges de commercialisation et du volume de ventes a rapporté environ 105 millions \$. Ces facteurs ont été en partie annulés par la baisse des marges de raffinage, qui a retranché environ 230 millions \$.

Utilisation de la capacité de raffinage

milliers de barils par jour (a)	2015	2014	2013
Production totale des raffineries (b)	386	394	426
Capacité de raffinage au 31 décembre	421	421	421
Utilisation de la capacité totale de raffinage (c) (en pourcentage)	92	94	88

Ventes

milliers de barils par jour (a)	2015	2014	2013
Essence	247	244	223
Mazout domestique, carburant diesel et carburéacteur	170	179	160
Mazout lourd	16	22	29
Huiles lubrifiantes et autres produits	45	40	42
Ventes nettes de produits pétroliers	478	485	454

(a) Le volume par jour correspond au volume annuel divisé par le nombre de jours civils dans l'année.

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

(c) Les activités de la raffinerie de Dartmouth ont cessé le 16 septembre 2013. L'utilisation de la capacité est calculée en fonction du nombre de jours d'utilisation des raffineries pour des activités de raffinage en 2013.

Rapport de gestion (suite)

2015

La production totale des raffineries a été de 386 000 barils par jour. La capacité de raffinage a été utilisée à 92 % en 2015, soit 2 % de moins que l'année précédente. Cette diminution est surtout attribuable à des activités de maintenance programmées. Le total des ventes nettes de produits pétroliers a diminué à 478 000 barils par jour, au lieu de 485 000 barils par jour en 2014.

2014

La production totale des raffineries a été de 394 000 barils par jour. La capacité de raffinage a été utilisée à 94 % en 2014, soit 6 % de plus que l'année précédente. Cet accroissement est surtout attribuable à l'amélioration de la fiabilité de la raffinerie et à l'augmentation des ventes de produits. Le total des ventes nettes de produits pétroliers a atteint 485 000 barils par jour, en hausse de 31 000 barils par rapport à 2013.

Produits chimiques

millions de dollars	2015	2014	2013
Bénéfice net	287	229	162

Ventes

milliers de tonnes	2015	2014	2013
Polymères et produits chimiques de base	735	741	712
Produits intermédiaires et autres	210	212	228
Ventes totales de produits chimiques	945	953	940

2015

Le bénéfice net du secteur des Produits chimiques a atteint le chiffre record de 287 millions \$ en 2015, une augmentation de 58 millions \$ comparativement à la même période de 2014, principalement attribuable à l'effet de la faiblesse du dollar canadien, à la baisse des coûts des charges d'alimentation et à l'augmentation des ventes de polyéthylène.

2014

Le bénéfice net du secteur Produits chimiques a atteint le chiffre record de 229 millions \$ en 2014, en hausse de 67 millions \$ par rapport à 2013. De fortes marges réalisées sur tous les produits et l'utilisation de charges d'alimentation en éthane à un coût avantageux provenant de la formation de schiste de Marcellus au début du deuxième trimestre de 2014 ont contribué à ces résultats historiques.

Comptes non sectoriels et autres

millions de dollars	2015	2014	2013
Bénéfice net	(47)	(97)	(98)

2015

Pour 2015, les comptes non sectoriels et autres ont affiché un solde négatif de 47 millions \$, comparativement à un solde négatif de 97 millions \$ au cours de 2014, attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions et à l'effet de l'augmentation de l'impôt sur le revenu d'entreprises en Alberta.

2014

Pour 2014, les comptes non sectoriels et autres ont affiché un solde négatif de 97 millions \$, comparativement à un solde négatif de 98 millions \$ au cours de l'exercice précédent, attribuable en grande partie aux variations des charges liées à la rémunération à base d'actions.

Rapport de gestion (suite)

Situation de trésorerie et sources de financement

Sources et affectation des flux de trésorerie

millions de dollars	2015	2014	2013
Trésorerie liée aux :			
Activités d'exploitation	2 167	4 405	3 292
Activités d'investissement	(2 884)	(4 562)	(7 735)
Activités de financement	705	100	4 233
Augmentation (diminution) de trésorerie et des équivalents de trésorerie	(12)	(57)	(210)
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin d'exercice	203	215	272

Les investissements en 2015 ont été principalement financés par les flux autogénérés et le produit de la vente d'actifs, complétés par l'émission d'emprunts à long terme. Conformément aux directives concernant la qualité des contreparties et des placements, les fonds pouvant être temporairement disponibles 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.

Une évaluation actuarielle indépendante des régimes enregistrés de retraite de la compagnie a été effectuée en date du 31 décembre 2013, avec pour résultat une cotisation de 225 millions \$ par la compagnie aux régimes enregistrés de retraite en 2015. La prochaine évaluation actuarielle indépendante requise sera effectuée en date du 31 décembre 2016 et la compagnie continuera à cotiser selon les exigences des règlements en matière de retraite. 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

2015

Les flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation se sont chiffrés à 2 167 millions \$, comparativement à 4 405 millions \$ en 2014. Cette diminution des flux de trésorerie est attribuable à la réduction du bénéfice.

2014

Les flux de trésorerie issus d'activités d'exploitation se sont chiffrés à 4 405 millions \$, comparativement à 3 292 millions \$ en 2013. Cette hausse est due principalement à une augmentation du bénéfice.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

2015

Les décaissements associés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 2 884 millions \$, comparativement à 4 562 millions \$ en 2014, représentant le déclin des ajouts aux biens, aux usines et aux équipements.

Rapport de gestion (suite)

2014

Les activités d'investissement ont donné lieu à des sorties nettes de 4 562 millions \$ en 2014, en regard de 7 735 millions \$ en 2013. Les acquisitions d'immobilisations corporelles et les investissements supplémentaires ont totalisé 5 413 millions \$ contre 7 899 millions \$ l'année précédente, ce qui comprenait des acquisitions de 1 602 millions \$. Le produit de la vente d'actifs s'est chiffré à 851 millions \$ contre 160 millions \$ en 2013.

Flux de trésorerie issus d'activités de financement

2015

Les flux de trésorerie issus d'activités de financement se sont élevés à 705 millions \$, comparativement à 100 millions \$ en 2014.

La compagnie a utilisé ses marges de crédit existantes à hauteur de 1 206 millions \$.

À la fin de l'exercice 2015, le total de la dette s'élevait à 8 516 millions \$ contre 6 891 millions \$ à la fin de 2014.

En mars 2015, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit bancaire à court terme de 364 jours non garantie existante de 500 M\$ au mois de mars 2016. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En juillet 2015, la compagnie a porté la capacité de sa marge de crédit à taux variable auprès d'une société affiliée de ExxonMobil de 6,25 milliards \$ à 7,75 milliards \$. Toutes les autres modalités et conditions de l'entente restent inchangées.

En août 2015, la compagnie a repoussé la date d'échéance de sa marge de crédit bancaire à long terme existante de 500 M\$ au mois de août 2017. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En 2015, la compagnie a versé des dividendes de 449 millions \$ (0,53 \$ par action), comparativement à 441 millions \$ en 2014 (0,52 \$ par action).

Entre le 31 décembre 2015 et le 10 février 2016, la compagnie a augmenté sa dette totale de 328 millions \$ en puisant dans une marge existante. Cette augmentation de la dette a été utilisée pour compléter les revenus d'exploitation normaux, ainsi que pour financer des projets d'immobilisation.

2014

Les flux de trésorerie issus d'activités de financement ont été de 100 millions \$, comparativement à 4 233 millions \$ en 2013.

La compagnie a contracté de nouvelles dettes de 550 millions \$, dont 430 millions \$ en se prévalant de marges existantes.

À la fin de l'exercice 2014, le total de la dette s'élevait à 6 891 millions \$ contre 6 287 millions \$ à la fin de 2013.

En janvier 2014, la compagnie a porté la capacité de sa marge de crédit à taux variable auprès d'une société affiliée de ExxonMobil de 5 milliards \$ à 6,25 milliards \$. Toutes les autres modalités et conditions de l'entente restent inchangées.

En mars 2014, la compagnie a repoussé l'échéance de sa marge de crédit bancaire à court terme de 364 jours non garantie de 500 millions \$ au mois de mars 2015. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En août 2014, la compagnie a obtenu le report de l'échéance d'une marge de crédit bancaire à long terme de 500 millions \$ au mois d'août 2016. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

En 2014, la compagnie a versé des dividendes de 441 millions \$ (0,52 \$ par action), comparativement à 407 millions \$ en 2013 (0,48 \$ par action).

Rapport de gestion (suite)

Ratios financiers et pourcentages

	2015	2014	2013
Dette totale en pourcentage du capital (a)	27	23	24
Couverture des intérêts par le bénéfice (b)	20	61	55

- (a) Total des tranches à court et à long terme de la dette (page A27) 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 A27).
- (b) Total du bénéfice net (page A25), des intérêts sur la dette avant capitalisation, incluant la quote-part de la compagnie dans les intérêts sur la dette et des impôts des sociétés dont elle est actionnaire (page A25), divisé par les intérêts sur la dette avant capitalisation, incluant la quote-part de la compagnie dans les intérêts sur la dette des sociétés dont elle est actionnaire.

À la fin de 2015, la dette comptait pour 27 % dans la structure du capital de la compagnie.

En 2015, les intérêts sur la dette, avant capitalisation des intérêts, s'élevaient à 102 millions \$ contre 82 millions \$ en 2014. Le taux d'intérêt effectif moyen sur la dette de la compagnie s'est établi à 1,3 % en 2015, identique au 1,3 % de 2014.

La santé financière de la compagnie, illustrée par les ratios financiers ci-dessus, constitue un avantage concurrentiel d'une importance stratégique. Quelle que soit la conjoncture commerciale, cette stabilité financière permet à la compagnie d'avoir accès au marché des capitaux et de prendre d'importants engagements à long terme dans le but de maximiser la valeur pour les actionnaires.

La compagnie n'a pas 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 existants. La compagnie ne se livre pas à des activités de spéculation ou de transaction sur des dérivés ni n'a recours à des dérivés à caractéristiques de levier financier.

Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la compagnie au 31 décembre 2015. Il a été préparé à partir de données tirées du bilan consolidé et de différentes notes afférentes aux états financiers consolidés, selon le cas.

millions de dollars	Note afférente aux états financiers	Paiements exigibles par période			Montant total
		2016	2017 à 2020	2021 et après	
Dette à long terme (a)	Note 14	-	6 050	514	6 564
- Exigible dans un an		28	-	-	28
Contrats de location-exploitation (b)	Note 13	185	237	33	455
Obligations d'achat inconditionnel (c)	Note 9	100	382	154	636
Engagements fermes (d)		588	130	-	718
Obligations découlant du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite (e)	Note 4	225	260	1 044	1 529
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (f)	Note 5	67	614	890	1 571
Autres contrats d'achat à long terme (g)		697	2 571	7 905	11 173

- (a) La dette à long terme comprend un prêt à long terme de 5 952 millions \$ d'une filiale d'ExxonMobil et des obligations locatives capitalisées de 640 millions \$, dont 28 millions \$ 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, visent principalement des immeubles de bureaux, des wagons de chemin de fer et des stations-service.
- (c) Les obligations d'achat inconditionnel constituent des engagements à long terme qui ne sont pas résiliables, ou résiliables uniquement à certaines conditions, et que des tiers ont utilisés pour assurer le financement des installations qui fourniront les biens et services prévus dans les contrats. Il s'agit principalement de conventions de débit pipelinier.
- (d) Engagements fermes dans des projets d'immobilisations non actualisés. Les principaux engagements en cours à la fin de 2015 s'élevaient à 381 millions \$ liés à la quote-part de la compagnie dans le projet Kearl.
- (e) 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 2016 et les paiements estimatifs de prestations au titre des régimes sans capitalisation de tous les exercices.
- (f) 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.
- (g) Les autres contrats d'achat à long terme comprennent les engagements à long terme non résiliables qui ne sont pas des obligations d'achat inconditionnel. Ce sont principalement des ententes de fourniture de matières premières et de prestation de services de transport.

Rapport de gestion (suite)

Des économies d'impôt non comptabilisées totalisant 132 millions \$ 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 3 afférente aux états financiers, en page A37.

Litiges et autres provisions

Comme il est dit dans la note 9 afférente aux états financiers consolidés en page A47, 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. 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

millions de dollars	2015	2014
Secteur Amont (a)	3 135	4 974
Secteur Aval	340	572
Produits chimiques	52	26
Autres	68	82
Total	3 595	5 654

(a) Frais d'exploration inclus.

En 2015, les dépenses en immobilisations et frais d'exploration ont totalisé 3 595 millions \$, en baisse de 2 059 millions \$ par rapport à 2014.

Dans le secteur Amont, les dépenses en immobilisations ont été de 3 135 millions \$ contre 4 974 millions \$ en 2014. Les investissements ont servi principalement à l'avancement de projets d'expansion du secteur Amont.

Le projet d'expansion Nabiye à Cold Lake et le projet d'expansion de Kearn ont été achevés en 2015. La production sur le site Nabiye a débuté durant le premier trimestre 2015 et la production sur le site Kearn a débuté durant le deuxième trimestre 2015.

Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration prévues dans le secteur Amont devraient s'élever à environ 1,2 milliard \$ en 2016. Ces investissements sont principalement associés au maintien de nos activités.

En 2015, les dépenses en immobilisations du secteur Aval ont été de 340 millions \$, contre 572 millions \$ en 2014. Les dépenses en immobilisations de 2015 comprenaient des obligations locatives, des investissements dans le terminal de chargement de wagons-citernes d'Edmonton, des acquisitions de wagons. Les autres investissements ont été consacrés notamment à des projets de raffinerie visant à améliorer la fiabilité, la souplesse des charges d'alimentation, l'efficacité énergétique et la performance environnementale, ainsi qu'à la poursuite de la modernisation du réseau de détaillants.

Les dépenses en immobilisations prévues pour le secteur Aval en 2016 sont d'environ 300 millions \$ et elles seront axées sur l'amélioration de la fiabilité, de la performance environnementale et de la sécurité des raffineries ainsi que sur la poursuite de la modernisation du réseau de détail.

Les dépenses en immobilisations et frais d'exploration de la compagnie prévues pour 2016 s'élèveront à près de 1,8 milliard \$. 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. En outre, 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

Rapport de gestion (suite)

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'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 ci-dessous, qui illustre l'effet annuel estimé sur le bénéfice net de la compagnie après impôts dans les conditions actuelles.

Sensibilité des résultats (a)

millions de dollars, après impôts

Variation du prix du baril de pétrole brut de l'ordre de 3 \$US	+ (-)	270
Variation de 25 % du prix du millier de pieds cubes de gaz naturel	+ (-)	15
Variation de la marge sur les ventes de l'ensemble des produits pétroliers, de l'ordre de 1 \$US le baril	+ (-)	180
Variation de la marge sur les ventes de polyéthylène, de l'ordre de 0,01 \$US la livre	+ (-)	8
Baisse (hausse) de 0,25 % des taux d'intérêt à court terme	+ (-)	14
Baisse (hausse) de 0,07 \$ de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain	+ (-)	505

(a) Le montant servant à illustrer l'incidence de chaque facteur correspond à une variation d'environ 10 % de la valeur de la marchandise ou du taux en question à la fin de 2015. 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. Bien que cette sensibilité s'applique aux conditions actuelles, elle peut ne pas varier proportionnellement en cas de fortes fluctuations.

Depuis la fin de l'exercice 2014, la sensibilité du bénéfice net aux fluctuations des prix du pétrole brut a augmenté d'environ 20 millions \$ (après impôts) par an pour chaque variation de 1 \$US le baril. Cette hausse découle principalement de la diminution de valeur du dollar canadien à la fin de 2015, de la baisse des redevances consécutive à la chute des prix du pétrole brut et d'une augmentation de la production.

Depuis la fin de l'exercice 2014, la sensibilité du bénéfice net sur les marges de vente des produits pétroliers totaux a augmenté d'environ 30 millions \$ (après impôts) par an pour chaque variation de 1 \$US le baril. Cette augmentation résulte principalement de la dépréciation du dollar canadien, laquelle amplifie les effets des variations des prix du pétrole brut et des produits pétroliers libellés en dollars américains sur les produits et le bénéfice de la compagnie.

Depuis la fin de l'exercice 2014, la sensibilité du bénéfice net aux fluctuations du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté d'environ 7 millions \$ (après impôts) par an pour chaque variation de 0,01 \$. Cette augmentation résulte principalement de volumes de production plus élevés et de l'impact plus élevé d'une variation d'un cent lorsque le taux de change est plus bas.

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 de nos projets, 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 liés aux complexes intégrés de raffinage et de fabrication de produits chimiques. De plus, les ventes intersectorielles se font aux prix courants. Les produits achetés et vendus entre secteurs peuvent également être acquis sur les marchés mondiaux ayant une liquidité, une capacité et des moyens de transport substantiels. Le pétrole brut produit par le secteur Amont et vendu au secteur Aval représente environ 66 % 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.

Bien que les niveaux des prix du pétrole brut et du gaz naturel puissent augmenter ou diminuer de manière considérable sur le court et le moyen terme (notamment à cause de la situation économique mondiale, de divers événements politiques, des décisions de l'OPEP, des actes des autres pays grands producteurs 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 tous ses investissements sur un large éventail de prix futurs. L'évaluation de la compagnie est que la réussite de ses opérations se maintiendra dans diverses

Rapport de gestion (suite)

conjonctures commerciales grâce à de rigoureux programmes d'investissement et de gestion des actifs. La compagnie continuera cependant de surveiller de près l'état du marché et de s'y adapter, en examinant rigoureusement les charges d'exploitation et les investissements afin de maximiser la valeur, peu importe le contexte commercial dans lequel elle évolue.

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. La compagnie bénéficie ainsi d'une base d'immobilisations efficaces et a rarement eu à réduire la valeur comptable des actifs, même au cours des périodes de faible prix des marchandises.

La production de bitume par le secteur pétrolier peut être soumise à des limitations de la capacité de transport vers les marchés. Le bitume constitue une partie importante de la production de la compagnie dans le secteur Amont. Afin de réduire les incertitudes reliées au calendrier de réalisation des projets de pipeline de l'industrie et aux contraintes de capacité des pipelines, la compagnie a développé une infrastructure de transport ferroviaire.

Une étroite corrélation existe entre la demande de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers et de produits pétrochimiques et les taux de croissance économique générale. 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. Dans les conjonctures difficiles, la compagnie adopte une démarche qui a fait ses preuves et qui consiste à privilégier les éléments commerciaux sur lesquels elle peut agir et à adopter une perspective à long terme sur le développement.

Afin de réduire le risque de dépendance à l'égard de sources d'approvisionnement potentiellement limitées dans des régions productrices établies de pétrole classique arrivant à maturité, la production de la compagnie est appelée à provenir de plus en plus des sables pétrolifères et de sources non conventionnelles. Les améliorations techniques ont joué, et continueront de jouer, un rôle important dans l'économie et la performance environnementale des développements actuels et futurs de ces sources non classiques.

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. Le bénéfice de l'exercice 2015 s'est élevé à 1 586 millions \$ pour le secteur Aval et à 287 millions \$ pour les Produits chimiques, ce qui souligne la force de l'intégration complète de la chaîne de valeur de la compagnie. La santé financière et la capacité d'emprunt de la compagnie lui permettent de faire avancer son plan d'entreprise dans l'optique d'une maximisation de la valeur actionnariale, quelle que soit la conjoncture du marché. En outre, la compagnie fait progresser les grands projets d'immobilisations par phases afin de pouvoir apporter des changements lorsque les conditions du marché évoluent de manière appréciable. Il en résulte que la compagnie n'a pas recours à des dérivés pour réduire l'incidence de tels changements. La compagnie ne se livre pas à des activités de spéculation ou de transaction sur des dérivés ni n'a recours à des dérivés à caractéristiques de levier financier. Bien qu'elle ne se livre pas à des opérations de spéculation au moyen d'instruments dérivés ni à la négociation d'instruments dérivés, la compagnie maintient un système de contrôle comprenant une politique sur l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur 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 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 rapports comptables et financiers de la compagnie traduisent fidèlement son modèle d'entreprise simple. 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 afférente aux états financiers consolidés en page A30.

Rapport de gestion (suite)

Réserves de pétrole et de gaz

L'évaluation des réserves de pétrole et de gaz 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.

Les réserves de pétrole et de gaz comprennent les réserves prouvées et non prouvées. Les réserves de pétrole et de gaz prouvées sont les volumes de pétrole et de gaz dont la productivité économique peut être estimée avec une certitude raisonnable par l'analyse de données géologiques et techniques. Les réserves non prouvées sont celles 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.

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 chevronnés 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.

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.

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 de modifications des prix 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.

Lorsque les cours du pétrole brut et du gaz naturel se situent aux niveaux observés fin 2015 et début 2016 pendant une longue période, il est possible que selon la définition de « réserves prouvées » utilisée par la SEC, certaines réserves de pétrole et de gaz naturel (notamment dans le cas des gisements de sables bitumineux) ne puissent plus être considérées comme étant des réserves prouvées, du moins temporairement. Les volumes perdant leur statut de réserve prouvée selon les critères de la SEC pourront un jour retrouver leur statut antérieur si les prix se redressent suffisamment. En outre, les conditions de certaines ententes contractuelles et de certains régimes de redevances gouvernementales peuvent faire en sorte qu'une réduction des cours conduise à une augmentation des réserves prouvées de la compagnie. Il n'est actuellement pas prévu que des variations temporaires de nos réserves prouvées (selon les critères de la SEC) affectent l'avancement de projets planifiés ou modifient nos prévisions de volumes de production.

Incidence des réserves de pétrole et de gaz sur l'amortissement

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. Cette méthode utilise le rapport des quantités réelles produites au total des réserves prouvées ou des réserves prouvées mises en valeur (les réserves récupérables des puits existants avec le matériel et les méthodes d'exploitation qui existent) appliqué au coût de l'actif. 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, notamment la méthode de l'amortissement linéaire. Les quantités produites et le coût de l'actif sont connus et, bien que la probabilité de récupérer les réserves prouvées mises en valeur soit très élevée, ces réserves sont fondées sur des estimations sujettes à une certaine variabilité. Même si les révisions apportées par la compagnie dans le passé laissent entrevoir une certaine variabilité, elles ont eu peu d'effet sur les taux d'amortissement proportionnel au rendement.

Rapport de gestion (suite)

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

Des tests de dépréciation sont réalisés par la compagnie chaque fois que des faits ou des circonstances laissent entrevoir que la valeur comptable de certains actifs (ou groupes d'actifs) durables pourrait ne pas être recouvrée par leur exploitation future ou leur cession. 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.

Exemples d'événements pouvant requérir l'exécution de tests de dépréciation :

- 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
- 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 adverse d'une autorité de réglementation
- Une accumulation de coûts d'un projet dépassant significativement le budget prévu
- Une perte d'exploitation pour une période en cours, combinée avec une série de pertes d'exploitation ou de flux de trésorerie négatifs pendant les dernières périodes et des prévisions négatives pour les prochaines périodes
- Une probabilité supérieure à 50 % qu'un actif à long terme sera vendu ou cédé autrement avant la fin de sa durée de vie utile précédemment estimée, avec une perte significative

La compagnie réalise des analyses de dépréciation de façon continue dans le cadre de son programme de gestion des actifs. Ces analyses et d'autres évaluations de rentabilité sont utilisées par la compagnie pour déterminer si la valeur comptable de certains actifs risque d'être perdue.

En général, la compagnie ne considère pas la baisse temporaire des prix ou des marges comme un événement pouvant justifier l'application des tests de dépréciation. Les marchés du pétrole brut et du gaz naturel sont reconnus pour leur grande volatilité. Bien que les prix puissent parfois baisser considérablement, c'est plutôt l'augmentation ou la diminution de l'offre par rapport à la demande qui détermine les prix à long terme dans le secteur. Concernant l'offre, la production de l'industrie pétrolière sur les gisements matures est actuellement en déclin, mais cette diminution est compensée par la production de gisements nouvellement découverts et du développement de gisements connus. 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 économique mondiale. Les augmentations/réductions relatives de l'offre par rapport à la demande déterminent les prix des produits pétroliers à long terme et ces facteurs ne peuvent pas être prédits avec exactitude.

S'il survient un événement déclencheur, la compagnie évalue les flux de trésorerie futurs non actualisés des biens en question pour déterminer la possibilité d'en recouvrer la valeur comptable. Les flux de trésorerie utilisés pour les tests de dépréciation sont établis à partir d'estimations d'évolution future des cours du pétrole brut et du gaz naturel, des marges de raffinage et sur les produits chimiques, ainsi que des taux de change. Les quantités annuelles sont fondées sur les profils de production des gisements (débit ou ventes). En général, les tests de dépréciation se fondent sur les hypothèses de prix, de marges, de volumes et de coûts de la compagnie, 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 opportunités d'investissement. 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.

Un groupe d'actifs subit une dépréciation si les flux de trésorerie non actualisés sont inférieurs à sa valeur comptable. Les dépréciations correspondent à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur la juste valeur.

Compte tenu de la faiblesse soutenue de l'environnement économique du secteur Amont observé fin 2015, la compagnie a décidé d'évaluer des principaux actifs à long terme présentant le plus de risque de dépréciation. Les résultats de cette évaluation confirment l'absence d'événement déclencheur et indiquent que les flux de trésorerie futurs non actualisés associés à ces actifs dépassent substantiellement la valeur comptable des actifs. L'évaluation utilise des cours de pétrole brut et de gaz naturel généralement conformes aux prévisions de prix à long terme publiées par les experts indépendants du secteur pétrolier. La probabilité de récupération à long terme de certains actifs repose sur l'hypothèse que les prix augmenteront dans le futur, soit par le jeu de l'offre et de la demande, soit à cause de l'inflation générale. Si ces augmentations à long terme venaient à ne pas se concrétiser, certains actifs de la compagnie présenteront un risque de dépréciation. Compte tenu de la

Rapport de gestion (suite)

difficulté inhérente de prédire le cours futur des matières premières, ainsi que de la relation entre les prix et les coûts dans le secteur pétrolier, il n'est pas possible d'estimer raisonnablement une plage de valeurs potentielles de dépréciation future des actifs à long terme de l'entreprise.

Les biens non prouvés importants font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés sont inscrites sur la base de la probabilité économique de succès estimée et la durée pour laquelle la compagnie compte conserver les biens. 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. Les prix futurs utilisés lors des tests de dépréciation peuvent varier en plus ou en moins par rapport à ceux utilisés dans les renseignements supplémentaires sur les activités pétrolières et gazières.

Stocks

Les stocks sont comptabilisés au coût ou à la valeur marchande courante, si celle-ci est inférieure (généralement selon la méthode du dernier entré, premier sorti – DEPS). Si les cours du pétrole brut et des produits pétroliers se maintiennent aux niveaux observés début 2016, la compagnie pourrait être contrainte de procéder à une dépréciation de ses stocks selon le coût ou la valeur marchande.

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 2015, le taux de rendement à long terme prévu pour les actifs du régime a été de 5,75 %, comparativement à des rendements réels de 6,60 et de 8,30 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans terminées le 31 décembre 2015. 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 4 aux états financiers consolidés, en page A38. 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 2015, les charges de retraite ont représenté environ 2 % 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 2015, les obligations ont été actualisées au taux de 6 % et la charge de désactualisation a totalisé 84 millions \$ 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

Rapport de gestion (suite)

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 15 aux états financiers consolidés, en page A51.

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 bénéfiques 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 3 aux états financiers consolidés, en page A37.

Normes comptables publiées récemment

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board a publié une nouvelle norme, *Revenue from Contracts with Customers*. 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 élargit les exigences de déclaration. Cette norme entrera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018.

Les « produits d'exploitation » figurant dans l'état consolidé des résultats incluent les taxes de vente et d'accise s'appliquant aux transactions de vente. Lorsque la compagnie adoptera la nouvelle norme, les produits d'exploitation excluront les taxes de vente perçues pour des tiers. Ce changement de certains montants déclarés n'affectera pas le bénéfice. L'Impériale poursuit son évaluation des autres aspects de cette norme et de ses effets sur les états financiers de la compagnie.

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 2015.

PricewaterhouseCoopers LLP, auditeur indépendant officiellement reconnu, a vérifié l'efficacité des contrôles internes de la compagnie appliqués à ses états financiers au 31 décembre 2015, 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) Beverley A. Babcock

B.A. Babcock
Vice-présidente principale,
finances et administration, et contrôleur
(agente comptable principale et agente financière principale)

Le 23 février 2016

Rapport du cabinet indépendant d'experts-comptables

Aux actionnaires de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée

Nous avons procédé à l'audit du bilan consolidé au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014 de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, 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 2015. En outre, nous avons procédé à l'audit des contrôles internes sur les états financiers de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée au 31 décembre 2015, selon les critères établis dans le document *Internal Control - Integrated Framework (2013)* publié par le *Committee of Sponsoring Organizations (COSO)* de la Commission Treadway. 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 une opinion sur ces états financiers consolidés et sur l'efficacité des contrôles internes appliqués aux états financiers de la compagnie en nous fondant sur notre audit.

Nous avons effectué notre audit selon les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). 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 et que des contrôles internes efficaces des états financiers ont été maintenus à tous les égards importants. L'audit des états financiers consolidés comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Il comprend 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 et 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.

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.

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 Pétrolière Impériale Limitée au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2015, selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. 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 2015, selon les critères établis dans le document *Internal Control - Integrated Framework (2013)* publié par COSO.

(signé) PricewaterhouseCoopers LLP

Comptables professionnels agréés
Calgary (Alberta), Canada
Le 23 février 2016

État consolidé des résultats (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens

Exercices se terminant le 31 décembre

	2015	2014	2013
Revenus et autres produits			
Produits d'exploitation (a) (b)	26 756	36 231	32 722
Revenus de placement et d'autres sources (note 8)	132	735	207
Total des produits et des autres revenus	26 888	36 966	32 929
Dépenses			
Exploration	73	67	123
Achats de pétrole brut et de produits (c)	15 284	22 479	20 155
Production et fabrication (d)	5 434	5 662	5 288
Frais de vente et frais généraux	1 117	1 075	1 082
Taxe d'accise fédérale (a)	1 568	1 562	1 423
Dépréciation et épuisement	1 450	1 096	1 110
Coûts de financement (note 12)	39	4	11
Total des dépenses	24 965	31 945	29 192
Bénéfice avant impôts	1 923	5 021	3 737
Impôts sur le bénéfice (note 3)	801	1 236	909
Bénéfice net	1 122	3 785	2 828
Informations par action (dollars canadiens)			
Bénéfice net par action ordinaire - résultat de base (note 10)	1,32	4,47	3,34
Bénéfice net par action ordinaire – valeur diluée (note 10)	1,32	4,45	3,32
Dividendes par action ordinaire	0,54	0,52	0,49

(a) Les produits d'exploitation comprennent un total de taxe d'accise fédérale de 1 568 millions \$ (1 562 millions \$ en 2014, 1 423 millions \$ en 2013).

(b) Les produits d'exploitation comprennent des montants provenant d'apparentés de l'ordre de 3 340 millions \$ (3 752 millions \$ en 2014, 2 385 millions \$ en 2013) (note 16).

(c) Les achats de pétrole brut et de produits comprennent des montants versés à des apparentés de l'ordre de 3 383 millions \$ (3 950 millions \$ en 2014, 4 104 millions \$ en 2013), (note 16).

(d) Les dépenses de production et de fabrication comprennent des montants versés à des apparentés de l'ordre de 442 millions \$ (366 millions \$ en 2014, 319 millions \$ en 2013), (note 16).

Les notes afférentes aux états financiers 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

	2015	2014	2013
Bénéfice net	1 122	3 785	2 828
Autres éléments du résultat étendu, avant impôts			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant l'amortissement)	64	(483)	529
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	167	145	205
Total des autres éléments du résultat étendu/(perte)	231	(338)	734
Résultat étendu	1 353	3 447	3 562

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

Bilan consolidé (PCGR des États-Unis)

en millions de dollars canadiens
Au 31 décembre

	2015	2014
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie	203	215
Comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives (a)	1 581	1 539
Stocks de pétrole brut et de produits (note 11)	1 190	1 121
Matières, fournitures et charges payées d'avance	424	380
Actifs d'impôts futurs (note 3)	272	314
Total de l'actif à court terme	3 670	3 569
Créances à long terme, participations, placements et autres actifs à long terme	1 414	1 406
Immobilisations corporelles et incorporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé et de l'épuisement (note 2)	37 799	35 574
Écart d'acquisition	224	224
Autres actifs incorporels, montant net	63	57
Total de l'actif (note 2)	43 170	40 830
Passif		
Passif à court terme		
Billets et emprunts (b) (note 12)	1 952	1 978
Comptes créditeurs et charges à payer (a) (note 11)	2 989	3 969
Impôts sur le bénéfice à payer	452	34
Total du passif à court terme	5 393	5 981
Dette à long terme (c) (note 14)	6 564	4 913
Autres obligations à long terme (d) (note 5)	3 597	3 565
Passif d'impôts futurs (note 3)	4 191	3 841
Total du passif	19 745	18 300
Engagements et passif de prévoyance (note 9)		
Capitaux propres		
Actions ordinaires à la valeur attribuée (e) (note 10)	1 566	1 566
Bénéfices réinvestis	23 687	23 023
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 828)	(2 059)
Total des capitaux propres	23 425	22 530
Total du passif et des capitaux propres	43 170	40 830

- (a) Les comptes débiteurs, déduction faite des créances douteuses estimatives, comprennent des sommes remboursables par des apparentés de 129 millions \$ (les comptes créditeurs et les charges à payer comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 174 millions \$ en 2014), (note 16).
- (b) Les billets et emprunts comprennent des sommes remboursables à des apparentés de 75 millions \$ (75 millions \$ en 2014), (note 16).
- (c) La dette à long terme comprend des sommes à des apparentés de 5 952 millions \$ (4 746 millions \$ en 2014), (note 16).
- (d) Les autres obligations à long terme comprennent des sommes à des apparentés de 146 millions \$ (96 millions \$ en 2014), (note 16).
- (e) Le nombre d'actions ordinaires autorisées et en circulation était respectivement de 1 100 millions et de 848 millions (respectivement 1 100 millions et 848 millions en 2014), (note 10).

Les notes afférentes aux états financiers 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) Beverley A. Babcock
B.A. Babcock
Vice-présidente principale,
finances et administration, et trésorière

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

en millions de dollars canadiens
Au 31 décembre

	2015	2014	2013
Actions ordinaires à la valeur attribuée (note 10)			
Au début de l'exercice	1 566	1 566	1 566
Émises dans le cadre du régime d'options d'achat d'actions	-	-	-
Achats d'actions à la valeur attribuée	-	-	-
À la fin de l'exercice	1 566	1 566	1 566
Bénéfices réinvestis			
Au début de l'exercice	23 023	19 679	17 266
Bénéfice net de l'exercice	1 122	3 785	2 828
Achats d'actions au-dessus de la valeur attribuée	-	-	-
Dividendes	(458)	(441)	(415)
À la fin de l'exercice	23 687	23 023	19 679
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Au début de l'exercice	(2 059)	(1 721)	(2 455)
Autres éléments du résultat étendu	231	(338)	734
À la fin de l'exercice	(1 828)	(2 059)	(1 721)
Capitaux propres en fin d'exercice	23 425	22 530	19 524

Les notes afférentes aux états financiers 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

	2015	2014	2013
Activités d'exploitation			
Bénéfice net	1 122	3 785	2 828
Ajustements au titre des éléments hors trésorerie :			
Dépréciation et épuisement	1 450	1 096	1 110
(Gain)/perte à la vente d'actifs (note 8)	(97)	(696)	(150)
Dépréciation de l'inventaire à la valeur marchande courante (note 11)	59	-	-
Charge d'impôts futurs et autres	367	1 123	482
Variations de l'actif et du passif d'exploitation :			
Comptes débiteurs	(42)	545	(74)
Stocks, matières, fournitures et charges payées d'avance	(172)	(129)	(260)
Impôts sur le bénéfice à payer	(418)	(693)	(457)
Comptes créditeurs et charges à payer	(1 030)	(549)	191
Autres postes - montant net (a)	92	(77)	(378)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 167	4 405	3 292
Activités d'investissement			
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(2 994)	(5 290)	(6 297)
Acquisition	-	-	(1 602)
Placements supplémentaires	(32)	(123)	-
Produits des ventes d'actifs (note 8)	142	851	160
Remboursement de prêt par une société dont l'entreprise est actionnaire	-	-	4
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 884)	(4 562)	(7 735)
Activités de financement			
Dette à court terme - montant net	(32)	120	1 371
Émissions d'emprunts à long terme (note 14)	1 206	430	3 276
Réduction d'obligations locatives capitalisées	(20)	(9)	(7)
Dividendes versés	(449)	(441)	(407)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	705	100	4 233
Augmentation (diminution) de trésorerie	(12)	(57)	(210)
Trésorerie au début de l'exercice	215	272	482
Trésorerie à la fin de l'exercice (b)	203	215	272

(a) Comprend une cotisation aux régimes enregistrés de retraite de 225 millions \$ (362 millions \$ en 2014, 600 millions \$ en 2013).

(b) La trésorerie est composée de liquidités en banque et d'équivalents de trésorerie au prix coûtant. Les équivalents de trésorerie sont des titres très liquides arrivant à échéance au plus trois mois après la date de leur achat.

Transactions hors trésorerie

En 2015, un contrat de location-acquisition d'environ 480 millions \$ n'a pas été inclus dans les totaux des lignes « Acquisitions d'immobilisations corporelles » ou « Émissions d'emprunts à long terme » de l'état consolidé des flux de trésorerie.

Les notes afférentes aux états financiers 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.

La compagnie exerce principalement ses activités dans le secteur de l'énergie, notamment dans l'exploration, la production, le transport et la vente de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que la fabrication, le transport et la vente de produits pétroliers. La compagnie est aussi un important fabricant et distributeur de produits pétrochimiques.

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Les PCGR 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. 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. Les principales filiales comprises dans les états financiers consolidés sont Pétrolière Impériale Ressources Ltée, Imperial Oil Resources Ventures Limited et Pétrolière McColl-Frontenac Inc. Les sociétés précitées sont toutes détenues en propriété exclusive. 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.

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 leur entreposage final avant la livraison au client. 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 autres placements sont comptabilisés au coût. 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

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les crédits d'impôt à l'investissement et autres subventions similaires sont portés en diminution du coût capitalisé de l'actif auquel ils s'appliquent.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

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

Les 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.

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. 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. L'amortissement proportionnel au rendement s'applique aux puits et aux immobilisations corporelles liés aux biens producteurs épuisables, les taux d'amortissement par unité de production étant fondés sur les réserves prouvées de pétrole et de gaz mises en valeur. Les investissements dans les installations d'extraction et de valorisation des propriétés de sables pétrolifères sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au nombre d'unités de production, compte tenu des réserves prouvées mises en valeur. 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, notamment la méthode de l'amortissement linéaire. Les investissements dans les réseaux miniers et de transport des propriétés de sables pétrolifères sont amortis selon la méthode linéaire sur une durée maximale de 15 ans. Pour les autres immobilisations corporelles, l'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, sur leur durée de vie utile estimée. En général, les raffineries sont amorties sur 25 ans. Les autres actifs importants, comme les usines chimiques et les stations-service, sont amortis sur 20 ans.

La production comprend l'extraction à ciel ouvert et le pompage du pétrole et du gaz à la surface ainsi que leur collecte, leur traitement, leur façonnage et leur stockage sur place. La fonction de production prend normalement fin à la sortie du réservoir de stockage de la concession ou du gisement. Les frais de production correspondent aux frais engagés pour exploiter et maintenir en état les puits de la compagnie ainsi que le matériel et les installations connexes. Ils sont incorporés au coût du pétrole et du gaz produits. Ces coûts, parfois appelés frais relatifs au pompage, comprennent les coûts de la main-d'oeuvre engagés pour exploiter les puits et le matériel connexe, les frais d'entretien et de réparation des puits et du matériel, le coût des matériaux et des fournitures et le coût énergétique requis pour exploiter les puits et le matériel connexe, ainsi que les frais d'administration liés à la production.

Des tests de dépréciation sont réalisés par la compagnie chaque fois que des faits ou des circonstances laissent entrevoir que la valeur comptable de certains actifs (ou groupes d'actifs) durables pourrait ne pas être recouvrée par leur exploitation future ou leur cession. 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.

Exemples d'événements pouvant requérir l'exécution de tests de dépréciation :

- 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
- 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 adverse d'une autorité de réglementation
- Une accumulation de coûts d'un projet dépassant significativement le budget prévu

Notes aux états financiers consolidés (suite)

- Une perte d'exploitation pour une période en cours, combinée avec une série de pertes d'exploitation ou de flux de trésorerie négatifs pendant les dernières périodes et des prévisions négatives pour les prochaines périodes
- Une probabilité supérieure à 50 % qu'un actif à long terme sera vendu ou cédé autrement avant la fin de sa durée de vie utile précédemment estimée, avec une perte significative

La compagnie réalise des analyses de dépréciation de façon continue dans le cadre de son programme de gestion des actifs. Ces analyses et d'autres évaluations de rentabilité sont utilisées par la compagnie pour déterminer si la valeur comptable de certains actifs risque d'être perdue.

En général, la compagnie ne considère pas la baisse temporaire des prix ou des marges comme un événement pouvant justifier l'application des tests de dépréciation. Les marchés du pétrole brut et du gaz naturel sont reconnus pour leur grande volatilité. Bien que les prix puissent parfois baisser considérablement, c'est plutôt l'augmentation ou la diminution de l'offre par rapport à la demande qui détermine les prix à long terme dans le secteur. Concernant l'offre, la production de l'industrie pétrolière sur les gisements matures est actuellement en déclin, mais cette diminution est compensée par la production de gisements nouvellement découverts et du développement de gisements connus. 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 économique mondiale. Les augmentations/réductions relatives de l'offre par rapport à la demande déterminent les prix des produits pétroliers à long terme et ces facteurs ne peuvent pas être prédits avec exactitude.

S'il survient un événement déclencheur, la compagnie évalue les flux de trésorerie futurs non actualisés des biens en question pour déterminer la possibilité d'en recouvrer la valeur comptable. Les flux de trésorerie utilisés pour les tests de dépréciation sont établis à partir d'estimations d'évolution future des cours du pétrole brut et du gaz naturel, des marges de raffinage et sur les produits chimiques, ainsi que des taux de change. Les quantités annuelles sont fondées sur les profils de production des gisements. En général, les tests de dépréciation se fondent sur les hypothèses de prix, de marges, de volumes et de coûts de la compagnie, 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 opportunités d'investissement. 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.

Un groupe d'actifs subit une dépréciation si les flux de trésorerie non actualisés sont inférieurs à sa valeur comptable. Les dépréciations correspondent à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur la juste valeur.

Les biens non prouvés importants font l'objet de tests de dépréciation individuels et les provisions pour moins-value imputées aux coûts capitalisés sont inscrites sur la base de la probabilité économique de succès estimée et la durée pour laquelle la compagnie compte conserver les biens. 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 calculs des provisions pour moins-value sont évalués au moins une fois par an.

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 associés aux grands projets d'investissement en cours de construction sont capitalisés dans les immobilisations corporelles. 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.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

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 et de commercialisation 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 passifs 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.

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.

Revenus

Les revenus tirés de la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de produits pétroliers, de produits chimiques et d'autres éléments sont comptabilisés au moment de la livraison. La livraison correspond au moment où le client accepte le titre de propriété et en assume les risques et les avantages, où les prix sont fixés ou

Notes aux états financiers consolidés (suite)

déterminables et où la recouvrabilité est raisonnablement assurée. 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 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 ».

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.

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 7 aux états financiers consolidés, en page A45.

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.

Normes comptables publiées récemment

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié une nouvelle norme, *Revenue from Contracts with Customers*. 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 élargit les exigences de déclaration. Cette norme entrera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018.

Les « produits d'exploitation » figurant dans l'état consolidé des résultats incluent les taxes de vente et d'accise s'appliquant aux transactions de vente. Lorsque la compagnie adoptera la nouvelle norme, les produits d'exploitation excluront les taxes de vente perçues pour des tiers. Ce changement de certains montants déclarés n'affectera pas le bénéfice. L'Impériale poursuit son évaluation des autres aspects de cette norme et de ses effets sur les états financiers de la compagnie.

2. 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.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

La catégorie des comptes non sectoriels 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. Le résultat net des comptes non sectoriels tient compte principalement des frais de financement sur la dette, des intérêts créditeurs et des charges de rémunération incitative à base d'actions.

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. Cette répartition est fondée sur la combinaison des frais de gestion, du prorata des charges d'exploitation et de la moyenne des dépenses en immobilisations sur trois ans. 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.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

- (a) Comprend des ventes à destination des États-Unis de 4 157 millions \$ (5 940 millions \$ en 2014, 5 217 millions \$ en 2013). Des ventes à destination des États-Unis ont été enregistrées dans tous les secteurs d'activité, mais surtout dans celui du secteur Amont.
- (b) Une charge de 377 millions \$ (280 millions \$ après impôts) dans le secteur Aval en 2013, associée à la décision de la compagnie de transformer la raffinerie de Dartmouth en un dépôt de carburant, comprenait la dépréciation de l'usine et de l'équipement non visés par la reconversion en un dépôt au montant de 245 millions \$, comptabilisée au titre des dépenses d'amortissement et d'épuisement, ainsi que des coûts liés à la mise hors service, à l'environnement et aux employés totalisant 132 millions \$ comptabilisés au titre des charges de production et de fabrication. À la fin de 2015, les coûts liés à la mise hors service, à l'environnement et aux employés totalisaient 98 millions \$ (90 millions \$ en 2014).
- (c) 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.
- (d) Comprend des immobilisations corporelles en cours de construction de 3 719 millions \$ (12 535 millions \$ en 2014).

3. Impôt sur le bénéfice

millions de dollars	2015	2014	2013
Charge d'impôts exigibles (a)	451	106	425
Passif d'impôts futurs (a) (b)	350	1 130	484
Total de la charge d'impôts sur les bénéfices (a) (c)	801	1 236	909
Taux d'imposition des sociétés prévu par la loi (en pourcentage)	27,2	25,5	25,4
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :			
Variation du taux d'imposition en vigueur (a)	16,1	-	-
Autres	(1,6)	(0,9)	(1,1)
Taux d'imposition effectif	41,7	24,6	24,3
(a) Le 30 juin 2015, le gouvernement d'Alberta a appliqué une augmentation de 2 % du taux d'impôt provincial (de 10 % à 12 %).			
(b) La charge d'impôts futurs ne comprend pas de charges d'impôts reportés et d'impôts reportés créditeurs nets importants au titre des modifications des lois fiscales et des taux d'imposition en 2014 et 2013.			
(c) Les décaissements au titre des impôts sur les bénéfices, plus les crédits à l'investissement, ont totalisé 202 millions \$ en 2015 (811 millions \$ en 2014 et 911 millions \$ en 2013).			

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 :

millions de dollars	2015	2014	2013
Dépréciation et amortissement	4 677	3 777	2 949
Forages fructueux et achats de terrains	922	827	815
Prestations de retraite et avantages sociaux	(396)	(438)	(376)
Restauration des lieux	(406)	(304)	(287)
Intérêts capitalisés	104	82	69
Autres	(710)	(103)	(99)
Passif d'impôts futurs à long terme - montant net	4 191	3 841	3 071
Évaluation des stocks selon la méthode DEPS	(112)	(201)	(450)
Autres	(160)	(113)	(109)
Actif d'impôts exigibles futurs - Montant net	(272)	(314)	(559)
Passif d'impôts exigibles futurs - Montant net	41	-	-
Provision pour moins-value	-	-	-
Passif d'impôts futurs - Montant net	3 960	3 527	2 512

Notes aux états financiers consolidés (suite)

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 :

millions de dollars	2015	2014	2013
Solde au 1er janvier	151	151	143
Ajouts au titre de la position fiscale de l'exercice en cours	-	4	10
Ajouts au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	10	-	2
Réductions au titre de positions fiscales d'exercices antérieurs	(29)	(4)	(4)
Réductions en raison du dépassement du délai de prescription	-	-	-
Solde au 31 décembre	132	151	151

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 2015, 2014 et 2013 n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net et les flux de trésorerie de la compagnie. Les déclarations de 2008 à 2015 de la compagnie sont 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 2016. 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.

4. Avantages de retraite

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

Les régimes de retraite sont constitués principalement de régimes à prestations déterminées financés par la compagnie et fondés sur les années de service et la moyenne des salaires de fin de carrière. La compagnie partage le coût des régimes de soins de santé et d'assurance-vie. Les obligations de la compagnie sont établies selon une méthode 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 principes comptables généralement reconnus 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.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

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	
	2015	2014	2015	2014
Hypothèses retenues pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre (en pourcentage)				
Taux actualisé	4,00	3,75	4,00	3,75
Augmentation de la rémunération à long terme	4,50	4,50	4,50	4,50

millions de dollars

Variation de l'obligation au titre des prestations projetées

Obligation au titre des prestations projetées au 1 ^{er} janvier	7 970	6 870	634	503
Coût des services rendus de la période	211	152	15	9
Intérêts débiteurs	307	322	25	26
Pertes (gains) actuariels	114	1 083	(2)	123
Modifications	-	-	-	-
Prestations versées (a)	(455)	(457)	(30)	(27)
Obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre	8 147	7 970	642	634

Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre

7 506 7 292

Le taux d'actualisation retenu en fin d'exercice pour établir le passif au titre des avantages complémentaires à la retraite se fonde sur le rendement en fin d'exercice d'obligations de sociétés canadiennes à long terme de première qualité dont l'échéance (la durée) moyenne correspond à peu près à celle du passif en question. 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 2016 et dans les années subséquentes.

millions de dollars	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2015	2014	2015	2014
Variation de l'actif des régimes				
Juste valeur au 1 ^{er} janvier	6 807	5 872		
Rendement (perte) réel de l'actif des régimes	592	923		
Cotisations de la compagnie	225	362		
Prestations versées (b)	(364)	(350)		
Juste valeur au 31 décembre	7 260	6 807		

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

Régimes capitalisés	(300)	(589)		
Régimes non capitalisés	(587)	(574)	(642)	(634)
Total (c)	(887)	(1 163)	(642)	(634)

(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, 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.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

millions de dollars	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2015	2014	2015	2014
Les montants comptabilisés au bilan consolidé sont constitués de ce qui suit :				
Passif à court terme	(30)	(29)	(29)	(29)
Autres obligations à long terme	(857)	(1 134)	(613)	(605)
Total comptabilisé	(887)	(1 163)	(642)	(634)
Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constitués de ce qui suit :				
Pertes (gains) actuariels – montant net	2 382	2 666	164	180
Coût des services passés	23	39	-	-
Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	2 405	2 705	164	180

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 2015, le taux de rendement à long terme prévu qui a servi au calcul des charges de retraite a été de 5,75 % contre des rendements réels de 6,60 % et de 8,30 % au cours des périodes de 10 ans et 20 ans terminées le 31 décembre 2015.

	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Hypothèses retenues pour déterminer le coût net au titre des prestations des exercices clos le 31 décembre (en pourcentage)						
Taux actualisé	3,75	4,75	3,75	3,75	4,75	3,75
Rendement à long terme de l'actif des régimes	5,75	6,25	6,25	-	-	-
Augmentation de la rémunération à long terme	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
millions de dollars						
Composantes du coût net des prestations constituées						
Coût des services rendus de l'exercice	211	152	181	15	9	11
Intérêts débiteurs	307	322	281	25	26	21
Rendement prévu de l'actif des régimes	(392)	(369)	(331)	-	-	-
Amortissement du coût des services passés	16	23	23	-	-	-
Amortissement des pertes (gains) actuariels	198	166	243	14	7	10
Coût net des prestations constituées de l'exercice	340	294	397	54	42	42
Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu						
Pertes (gains) actuariels – montant net	(86)	529	(664)	(2)	123	(50)
Amortissement des pertes (gains) nets actuariels inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(198)	(166)	(243)	(14)	(7)	(10)
Amortissement du coût des services passés inclus dans le coût net des prestations constituées de l'exercice	(16)	(23)	(23)	-	-	-
Total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	(300)	340	(930)	(16)	116	(60)
Total comptabilisé dans le coût net des prestations constituées de l'exercice et les autres éléments du résultat étendu, avant impôts	40	634	(533)	38	158	(18)

Notes aux états financiers consolidés (suite)

Le coût des régimes à cotisations déterminées, principalement le régime d'épargne des employés, s'est élevé à 43 millions \$ en 2015 (40 millions \$ en 2014, 37 millions \$ en 2013).

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

millions de dollars	Total des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite		
	2015	2014	2013
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, avant impôts	316	(456)	990
(Déduit des) ajouté aux impôts futurs (note 17)	(85)	118	(256)
(Imputé) crédité au cumul des autres éléments du résultat étendu, après impôts	231	(338)	734

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 37 %. La répartition cible pour le volet titres de créance est de 58 %. Le solde de 5 % 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 2015, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

millions de dollars	Total	Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2015 selon :		
		Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Catégorie d'actif				
Actions				
Canadiennes	469		469 (a)	
Internationales	2 267		2 267 (a)	
Titres de créance canadiens				
Sociétés	984		984 (b)	
Gouvernements	3 251		3 251 (b)	
Adossés à des actifs	4		4 (b)	
Partenariats de capital de risque	272			272 (c)
Liquidités	13	13		
Total des actifs du régime à la juste valeur	7 260	13	6 975	272

- (a) Pour les actions de sociétés détenues sous la forme d'unités de fonds rachetables à la date d'évaluation, la valeur de l'unité est traitée comme une donnée de niveau 2. La juste valeur des actions détenues par les fonds est basée sur des prix cotés observables sur les bourses actives, qui sont des données de niveau 1.
- (b) Pour les titres de créance de sociétés, de gouvernements et adossés à des actifs, la juste valeur est basée sur les données observables de transactions comparables du marché.
- (c) Pour les investissements dans des partenariats de capital de risque, la juste valeur est généralement déterminée en utilisant les multiples des résultats ou des bénéfices ou d'autres données pertinentes du marché, y compris les premiers appels publics.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

Le tableau ci-dessous donne la variation de la juste valeur des actifs de niveau 3 qui reposent sur des données significatives non observables :

millions de dollars	Capital de risque
Juste valeur au 1 ^{er} janvier 2015	211
Gains (pertes) nets réalisés	(34)
Gains (pertes) nets non réalisés	95
Achats (ventes) nets	-
Juste valeur au 31 décembre 2015	272

Le tableau ci-dessous donne la juste valeur des actifs du régime de retraite pour l'exercice 2014, y compris le niveau au sein de la hiérarchie de juste valeur :

millions de dollars	Total	Évaluation de la juste valeur au 31 décembre 2014 selon :		
		Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Catégorie d'actif				
Actions				
Canadiennes	460		460 (a)	
Internationales	2 153		2 153 (a)	
Titres de créance canadiens				
Sociétés	922		922 (b)	
Gouvernements	3 033		3 033 (b)	
Adossés à des actifs	5		5 (b)	
Partenariats de capital de risque	211			211 (c)
Liquidités	23	8	15 (d)	
Total des actifs du régime à la juste valeur	6 807	8	6 588	211

- (a) Pour les actions de sociétés détenues sous la forme d'unités de fonds rachetables à la date d'évaluation, la valeur de l'unité est traitée comme une donnée de niveau 2. La juste valeur des actions détenues par les fonds est basée sur des prix cotés observables sur les bourses actives, qui sont des données de niveau 1.
- (b) Pour les titres de créance de sociétés, de gouvernements et adossés à des actifs, la juste valeur est basée sur les données observables de transactions comparables du marché.
- (c) Pour les investissements dans des partenariats de capital de risque, la juste valeur est généralement déterminée en utilisant les multiples des résultats ou des bénéfices ou d'autres données pertinentes du marché, y compris les premiers appels publics.
- (d) Pour les soldes en espèces qui sont détenus dans des fonds de niveau 2 avant investissement dans les unités de ces fonds, la valeur en espèces est traitée comme une donnée de niveau 2.

Le tableau ci-dessous donne la variation de la juste valeur des actifs de niveau 3 qui reposent sur des données significatives non observables :

millions de dollars	Fonds de placement	
	hypothécaires	Capital de risque
Juste valeur au 1 ^{er} janvier 2014	1	188
Gains (pertes) nets réalisés	-	(16)
Gains (pertes) nets non réalisés	-	40
Achats (ventes) nets	(1)	(1)
Juste valeur au 31 décembre 2014	-	211

Notes aux états financiers consolidés (suite)

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 :

millions de dollars	Prestations de retraite	
	2015	2014
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	587	574
Obligation au titre des prestations constituées	560	542

Amortissement estimatif du cumul des autres éléments du résultat étendu pour 2016

millions de dollars	Prestations de retraite	Avantages
		complémentaires de retraite
Pertes (gains) actuariels – montant net (a)	164	11
Coût des services passés (b)	9	-

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

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

Flux de trésorerie

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

millions de dollars	Prestations de retraite	Avantages
		complémentaires de retraite
2016	405	29
2017	415	30
2018	425	31
2019	435	31
2020	440	32
2021 - 2025	2 225	170

Pour l'exercice 2016, la compagnie compte cotiser environ 166 millions \$ en espèces à ses régimes de retraite.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

Sensibilité des résultats

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

Hausse (baisse) en millions de dollars	Hausse de 1 %	Baisse de 1 %
Taux de rendement de l'actif des régimes		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	(65)	65
Taux actualisé :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	(95)	125
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	(1 060)	1 350
Taux d'augmentation de la rémunération :		
Incidences sur le coût net des prestations constituées, avant impôts	50	(45)
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	195	(165)

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

Hausse (baisse) en millions de dollars	Hausse de 1 %	Baisse de 1 %
Incidences sur le coût des services passés et les intérêts débiteurs	7	(5)
Incidences sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	75	(60)

5. Autres obligations à long terme

millions de dollars	2015	2014
Avantages de retraite (a) (note 4)	1 470	1 739
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et autres passifs environnementaux (b)	1 628	1 325
Passif au titre de la rémunération à base d'actions (note 7)	134	154
Autres obligations (note 16)	365	347
Total des autres obligations à long terme	3 597	3 565

(a) Les obligations comptabilisées au titre des avantages de retraite des employés comprennent aussi 59 millions \$ à titre de passif à court terme (58 millions \$ en 2014).

(b) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les autres passifs environnementaux comprenaient aussi 116 millions \$ comptabilisés à titre de passif à court terme (143 millions \$ en 2014).

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 :

millions de dollars	2015	2014
Solde au 1er janvier	1 292	1 237
Ajouts	250	184
Réductions suite à la vente de biens	(12)	(153)
Charge de désactualisation	84	105
Règlement	(43)	(81)
Solde au 31 décembre	1 571	1 292

Notes aux états financiers consolidés (suite)

6. Produits dérivés et instruments financiers

Au cours des trois derniers exercices, la compagnie n'a pas conclu de contrat de dérivés pour compenser les expositions associées aux prix des hydrocarbures, aux taux de change et aux taux d'intérêt découlant des actifs, des passifs et des transactions existants. La compagnie ne s'est pas livrée à des activités de spéculation ou de transaction sur des dérivés ni n'a eu recours à des dérivés à caractéristiques de levier financier. La compagnie maintient un système de contrôle comprenant une politique sur l'autorisation, la déclaration et la surveillance des opérations sur des produits dérivés.

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 inscrite aux livres. La hiérarchie de juste valeur de la dette à long terme est principalement de niveau 2.

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

Les régimes de rémunération et d'intéressement à base d'actions visent à retenir certains employés, à récompenser leur rendement élevé et à encourager l'apport individuel à l'amélioration soutenue du rendement de la compagnie et de la valeur actionnariale.

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'exercice de l'unité, un montant équivalant à la moyenne des cours de clôture des actions ordinaires de la compagnie à la Bourse de Toronto sur les cinq jours précédant immédiatement et incluant la date d'exercice. Dans les trois ans qui suivent la date de leur attribution, 50 % des unités sont exercées, le reste étant exercé sept ans après la date d'attribution. La compagnie peut aussi émettre des unités pouvant être exercées à 50 % cinq ans après la date d'attribution, les unités restantes pouvant être exercées dix ans après 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 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 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. Pour exercer les unités d'actions à dividende différé, le bénéficiaire doit avoir démissionné à titre d'administrateur, la date limite pour les exercer étant fixée au 31 décembre de l'année qui suit la démission. 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 sur les cinq jours de bourse consécutifs 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 exercées au septième anniversaire de la date d'attribution. Pour les unités pouvant être exercées à 50 % cinq ans après la date d'attribution, et les unités restantes pouvant être exercées dix ans après la date d'attribution ou la date de retraite du prestataire, 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 exercées.

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

Notes aux états financiers consolidés (suite)

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 2015 :

	Unités d'actions restreintes	Unités d'actions à dividende différé
En cours au 1 ^{er} janvier 2015	8 377 485	107 199
Attribuées	884 080	14 170
Exercées	(1 710 721)	-
Confisquées et annulées	(46 351)	-
En cours au 31 décembre 2015	7 504 493	121 369

En 2015, la charge de rémunération imputée aux résultats au titre de ces régimes s'est chiffrée à 35 millions \$ (90 millions \$ en 2014, 92 millions \$ en 2013). L'économie d'impôts constatée dans les résultats au titre de cette charge de rémunération pour l'exercice s'est chiffrée à 13 millions \$ (31 millions \$ en 2014, 33 millions \$ en 2013). Des paiements au comptant de 78 millions \$ au titre de ces régimes ont été faits en 2015 (94 millions \$ en 2014, 88 millions \$ en 2013).

Au 31 décembre 2015, la charge de rémunération non constatée avant impôts liée aux unités d'actions qui n'étaient pas acquises s'élevait à 141 millions \$, 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 3,4 ans. Toutes les unités émises en vertu des régimes d'intéressement en actions et en actions à dividende différé étaient acquises au 31 décembre 2015.

8. Revenus de placement et d'autres sources

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

millions de dollars	2015	2014	2013
Produits de la vente d'actifs	142	851	160
Valeur comptable des actifs vendus	45	155	10
Gain (perte) à la vente d'actifs, avant impôts (a) (b)	97	696	150
Gain (perte) à la vente d'actifs, après impôts (a) (b)	79	526	120

(a) L'exercice 2014 comprend des gains de 638 millions \$ (478 millions \$ après impôts) sur la vente d'actifs de production classiques situés à Boundary Lake, Cynthia/West Pembina et Rocky Mountain House.

(b) Les résultats de 2013 comprennent un gain de 85 millions \$ (73 millions \$ après impôts) sur la vente d'actifs ne servant pas à l'exploitation.

Le 10 février 2016, la compagnie a signé une entente d'environ 135 millions \$US pour la vente et la transition de ses activités générales d'aviation à une entreprise utilisant un modèle de grossiste sous marque. La valeur aux livres de ces actifs était de 16 millions \$US. Cette vente est sujette à des ajustements finaux de clôture, à l'évolution des taux de change et à d'autres conditions de clôture. La transaction devra être autorisée par le Bureau de la concurrence du Canada et devrait être finalisée fin 2016.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

9. 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 financement des installations qui fourniront les biens et services prévus dans les contrats.

millions de dollars	Paiements exigibles par exercice					Après	Total
	2016	2017	2018	2019	2020	2020	
Obligations d'achat inconditionnel (a)	100	87	88	101	106	154	636

(a) Les obligations non actualisées de 636 millions \$ ont essentiellement trait à des conventions de débit pipelinier. Les paiements en vertu d'obligations d'achat inconditionnel se sont élevés à 125 millions \$ (112 millions \$ en 2014, 95 millions \$ en 2013). La valeur actualisée de ces engagements, compte non tenu des intérêts théoriques de 108 millions \$, s'établissait à 528 millions \$.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

10. Actions ordinaires

milliers d'actions	Au 31 déc. 2015	Au 31 déc. 2014
Autorisées	1 100 000	1 100 000

De 1995 à 2015, la compagnie a racheté des actions dans le cours normal de ses activités, en vertu de vingt programmes de rachat d'actions d'une durée de 12 mois et d'une offre d'achat par adjudication. Les achats cumulatifs effectués dans le cadre de ces programmes totalisaient 906 544 milliers d'actions et 15 708 millions \$. ExxonMobil a pris part à ces programmes de manière à maintenir sa participation dans l'Impériale à 69,6 %. Un autre programme de rachat d'actions d'une durée de 12 mois a été lancé dans le cours normal des activités le 22 juin 2015, permettant à la compagnie de racheter un maximum de 1 million d'actions.

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

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

	Milliers d'actions	Millions de dollars
Solde au 1 ^{er} janvier 2013	847 599	1 566
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	-	-
Achats à la valeur attribuée	-	-
Solde au 31 décembre 2013	847 599	1 566
Actions émises en vertu du régime d'options sur actions	2	-
Achats à la valeur attribuée	(2)	-
Solde au 31 décembre 2014	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 2015	847 599	1 566

Le tableau ci-dessous présente le calcul du résultat par action, avant et après dilution :

	2015	2014	2013
Bénéfice net par action ordinaire – résultat de base			
Bénéfice net (en millions de dollars)	1 122	3 785	2 828
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (millions d'actions)	847,6	847,6	847,6
Bénéfice net par action ordinaire (dollars)	1,32	4,47	3,34
Bénéfice net par action ordinaire - résultat dilué			
Bénéfice net (en millions de dollars)	1 122	3 785	2 828
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (millions d'actions)	847,6	847,6	847,6
Incidence des primes à base d'actions versées aux employés (en millions d'actions)	3,0	3,0	3,0
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, compte tenu d'une dilution (en millions d'actions)	850,6	850,6	850,6
Bénéfice net par action ordinaire (dollars)	1,32	4,45	3,32

Notes aux états financiers consolidés (suite)

11. Informations financières diverses

Le bénéfice net de 2015 inclut un gain après impôts de 39 millions \$ (gain de 29 millions \$ en 2014, gain de 24 millions \$ en 2013), attribuable à l'effet des variations de stocks évalués selon la méthode du dernier entré, premier sorti (DEPS) et à une charge hors trésorerie de 59 millions \$ associée à la valeur comptable de certains stocks dépassant leur valeur marchande. Selon les estimations, le coût de remplacement des stocks en date du 31 décembre 2015 dépassait la valeur comptable DEPS de 427 millions \$ (857 millions \$ en 2014). À la fin de l'exercice, les stocks de pétrole brut et de produits s'établissaient comme suit :

millions de dollars	2015	2014
Pétrole brut	690	650
Produits pétroliers	443	409
Produits chimiques	51	53
Gaz naturel et autres produits	6	9
Total des stocks de pétrole brut et de produits	1 190	1 121

En 2015, les frais de recherche et développement avant crédits d'impôt à l'investissement se sont élevés à 149 millions \$ (128 millions \$ en 2014, 154 millions \$ en 2013). 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 378 millions \$ au 31 décembre 2015 (408 millions \$ en 2014).

12. Coûts de financement et renseignements supplémentaires sur les billets et emprunts

millions de dollars	2015	2014	2013
Intérêts sur la dette	102	82	69
Intérêts capitalisés	(68)	(82)	(69)
Intérêts débiteurs - montant net	34	-	-
Autres intérêts	5	4	11
Total des coûts de financement (a)	39	4	11

(a) En 2015, les paiements d'intérêts se sont élevés à 74 millions \$ (82 millions \$ en 2014, 69 millions \$ en 2013). En 2015, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à court terme s'est établi à 0,8 % (1,1 % en 2014).

Au 31 décembre 2015, la compagnie avait emprunté 75 millions \$ 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 \$. 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.

Durant le premier trimestre 2015, la compagnie a repoussé l'échéance de sa marge de crédit bancaire à court terme de 364 jours non garantie de 500 millions \$ au mois de mars 2016. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

13. Immobilisations louées

Au 31 décembre 2015, la compagnie était liée par des contrats de location-exploitation non résiliables visant des immeubles de bureaux, des wagons-citernes, des stations-service et d'autres biens assortis d'engagements locatifs minimaux non actualisés s'élevant à 455 millions \$, comme il est indiqué dans le tableau ci-dessous :

millions de dollars	Paiements exigibles par exercice						Après 2020	Total
	2016	2017	2018	2019	2020			
Paiements de loyers en vertu d'engagements minimaux (a)	185	129	71	29	8	33	455	

(a) En 2015, les charges locatives découlant des contrats de location-exploitation résiliables et non résiliables se sont élevées à 311 millions \$ (315 millions \$ en 2014, 287 millions \$ en 2013). Les revenus locatifs connexes n'étaient pas significatifs.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

14. Dette à long terme

millions de dollars	Au 31 déc. 2015	Au 31 déc. 2014
Dette à long terme (a)	5 952	4 746
Contrats de location-acquisition (b)	612	167
Total de la dette à long terme	6 564	4 913

(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 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. Le taux d'intérêt effectif moyen du prêt s'est établi à 1,0 % en 2015.

(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 5,8 % en 2015 (7,0 % en 2014). Les obligations locatives capitalisées comprennent aussi 28 millions \$ comptabilisés à titre de passif à court terme (22 millions \$ en 2014). Les paiements en capital sur les contrats de location-acquisition s'élèvent à environ 25 millions \$ par an et seront exigibles dans chacune des quatre années qui suivront le 31 décembre 2016.

En janvier 2015, la compagnie a augmenté sa dette à long terme de 1 206 millions \$ en puisant sur une marge de crédit existante auprès d'une société affiliée à Exxon Mobil Corporation. Cette augmentation de la dette a été utilisée pour financer les revenus d'exploitation normaux, ainsi que pour financer des projets d'immobilisation.

En juillet 2015, la compagnie a porté la capacité de sa marge de crédit à taux variable auprès d'une société affiliée de ExxonMobil de 6,25 milliards \$ à 7,75 milliards \$. Toutes les autres modalités et conditions de l'entente restent inchangées.

En 2015, la compagnie a signé une entente de location-acquisition à long terme pour le pipeline Woodland, d'une valeur d'environ 480 millions \$. Un engagement relié à cette obligation a été précédemment déclaré sous forme d'engagement de capital ferme sur le formulaire 10-K 2014 de la compagnie.

Durant le troisième trimestre 2015, la compagnie a obtenu le report de l'échéance d'une marge de crédit bancaire à long terme de 500 millions \$ au mois d'août 2017. La compagnie n'a pas utilisé cette marge de crédit.

Entre le 31 décembre 2015 et le 10 février 2016, la compagnie a augmenté sa dette totale de 328 millions \$ en puisant dans une marge existante. Cette augmentation de la dette a été utilisée pour compléter les revenus d'exploitation normaux, ainsi que pour financer des projets d'immobilisation.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

15. Comptabilité des coûts de 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 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 :

millions de dollars	2015	2014	2013
Solde au 1er janvier	167	173	167
Ajouts en attendant l'établissement de réserves prouvées	-	5	12
Passés en dépenses	-	-	-
Reclassement en puits, installations et équipement reposant sur l'établissement de réserves prouvées	-	(11)	(6)
Solde au 31 décembre	167	167	173

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

millions de dollars	2015	2014	2013
Coûts capitalisés pendant un an ou moins	-	-	6
Coûts capitalisés pendant un an à cinq ans	167	167	167
Coûts capitalisés pendant plus d'un an	167	167	167
Total	167	167	173

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 numérique du nombre de projets présentant des coûts des puits d'exploration suspendus pour lesquels le premier puits capitalisé a été foré au cours des 12 mois précédents et ceux pour lesquels les coûts des puits d'exploration ont été capitalisés pendant plus de 12 mois.

	2015	2014	2013
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	1	1
Total	1	1	1

Les activités d'exploration pour le projet Horn River comportant des coûts de puits suspendus ont été complétées et de nouvelles options de développement sont présentement évaluées.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

16. Transactions avec des apparentés

Les produits et les charges de la compagnie comprennent aussi les résultats d'opérations conclues avec Exxon Mobil Corporation et ses sociétés affiliées (« 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) Services de gestion, commerciaux et techniques à Syncrude Canada Ltée par ExxonMobil.
- d) Offre d'une option de participation à parts égales dans de nouvelles occasions d'affaires pour le secteur Amont.

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

Au 31 décembre 2015, la compagnie avait contracté des emprunts à long terme de 5 952 millions \$ (4 746 millions \$ en 2014) et des emprunts à court terme de 75 millions \$ (75 millions \$ en 2014) auprès d'ExxonMobil (pour plus de détails, voir la note 14, Dette à long terme, page A50 et la note 12, Coûts de financement et autres renseignements sur les billets et emprunts, page A49).

Au 31 décembre 2015, les obligations non réglées de la compagnie s'élevaient à 187 millions \$ (123 millions \$ en 2014) en raison d'une coentreprise de chargement ferroviaire, dans laquelle la compagnie a une participation de 50 %, pour le financement de programmes de dépenses d'immobilisations et de besoins de capitaux.

Notes aux états financiers consolidés (suite)

17. Autres éléments du résultat étendu

Variations du cumul des autres éléments du résultat étendu :

millions de dollars	2015	2014	2013
Solde au 1er janvier	(2 059)	(1 721)	(2 455)
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite :			
Variation de l'exercice, excluant les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	64	(483)	529
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	167	145	205
Solde au 31 décembre	(1 828)	(2 059)	(1 721)

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

millions de dollars	2015	2014	2013
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)	(228)	(196)	(276)
(a) Le cumul de ces autres éléments du résultat étendu est inclus dans le calcul du coût net des prestations constituées de la période (note 4).			

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

millions de dollars	2015	2014	2013
Ajustement au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite :			
Ajustement du passif au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite (sauf l'amortissement)	24	(169)	185
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	61	51	71
Total	85	(118)	256

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

L'information figurant aux pages A54 à A55 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 et celle de 70,96 % dans les réserves prouvées de bitume de projet Kearl sont considérées comme faisant partie des réserves prouvées totales de pétrole et de gaz conformément aux règles de la Securities and Exchange Commission (SEC) et du Financial Accounting Standards Board (FASB) des États-Unis. De même, la quote-part de la compagnie des réserves prouvées de brut synthétique de Syncrude et celle des réserves prouvées de bitume de Kearl sont comprises dans le calcul de la mesure standard normalisée des flux de trésorerie actualisés. 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, Kearl et les autres superficies minières non prouvées figurant dans les tableaux ci-dessous.

Pour la première fois en 2013, la part revenant à la compagnie des résultats d'exploitation, des frais engagés dans les acquisitions de biens fonciers, les activités d'exploration et de mise en valeur, et des coûts capitalisés liés à Celtic (XTO Canada) figure dans les tableaux ci-dessous. De même, la quote-part de la compagnie des réserves prouvées pour Celtic (XTO Canada) est considérée comme faisant partie des réserves prouvées totales de pétrole et de gaz de la compagnie et comprise dans le calcul de la mesure standard normalisée des flux de trésorerie actualisés.

Résultats d'exploitation

millions de dollars	2015	2014	2013
Ventes aux clients (a)	2 483	2 921	2 282
Ventes intersectorielles (a) (b)	1 855	3 862	3 905
	4 338	6 783	6 187
Frais de production	3 727	3 860	3 392
Frais d'exploration	73	67	123
Dépréciation et épuisement	1 102	789	586
Impôts sur le bénéfice	174	513	512
Résultats d'exploitation	(738)	1 554	1 574

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

millions de dollars	2015	2014	2013
Coût des biens (c)			
Prouvés	-	-	34
Non prouvés	-	-	2 013
Coûts d'exploration	76	74	124
Coûts de mise en valeur	3 035	4 710	5 847
Total des dépenses engagées en acquisitions de biens fonciers, activités d'exploration et activités de mise en valeur	3 111	4 784	8 018

- (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 2 dans *Produits d'exploitation, 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.

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

Coûts capitalisés

millions de dollars	2015	2014
Coût des biens (a)		
Prouvés	2 172	2 202
Non prouvés	2 542	2 575
Actifs de production	35 769	25 126
Construction inachevée	2 862	11 171
Coût total capitalisé	43 345	41 074
Amortissement cumulé et épuisement	(10 975)	(10 084)
Coûts nets capitalisés	32 370	30 990

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

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

millions de dollars	2015	2014	2013
Flux de trésorerie futurs	168 482	292 376	231 873
Coûts de production futurs	(122 188)	(127 070)	(92 926)
Coûts de mise en valeur futurs	(36 048)	(39 814)	(32 126)
Impôts sur les bénéfices futurs	(3 333)	(27 853)	(23 707)
Flux de trésorerie nets futurs	6 913	97 639	83 114
Taux d'actualisation de 10 % appliqué en fonction du calendrier prévu des flux de trésorerie	(3 683)	(66 582)	(58 204)
Flux de trésorerie futurs actualisés	3 230	31 057	24 910

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

Solde au début de l'exercice	31 057	24 910	24 836
Variations découlant de ce qui suit :			
Ventes et transferts de pétrole et de gaz produits, déduction faite des frais de production	(1 134)	(3 282)	(3 026)
Variations nettes des prix et des frais de mise en valeur et de production	(37 945)	655	(17 683)
Extensions, découvertes, ajouts et récupération améliorée, déduction faite des frais connexes	29	(374)	31
Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice	2 250	4 414	5 500
Révisions d'estimations quantitatives antérieures	972	4 907	12 321
Accroissement de l'actualisation	1 683	1 634	1 703
Variation nette des impôts sur les bénéfices	6 318	(1 807)	1 228
Variation nette	(27 827)	6 147	74
Solde en fin d'exercice	3 230	31 057	24 910

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

Réserves prouvées nettes (a)

	Liquides (b) millions de barils	Gaz naturel milliards de pieds cubes	Pétrole synthétique millions de barils	Bitume millions de barils	Total en équivalent pétrole (c) millions de barils
Début de l'exercice 2013	53	488	599	2 841	3 574
Révisions	6	(2)	4	78	88
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	10	261	-	-	54
Découvertes et extensions	-	-	-	-	-
Production	(7)	(69)	(24)	(52)	(94)
Fin de l'exercice 2013	62	678	579	2 867	3 622
Révisions	1	9	(23)	466	445
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	(14)	(48)	-	-	(22)
Découvertes et extensions	3	45	-	-	10
Production	(6)	(57)	(22)	(59)	(96)
Fin de l'exercice 2014	46	627	534	3 274	3 959
Révisions	(10)	(28)	68	331	384
Récupération améliorée	-	-	-	-	-
(Vente) achat de réserves en place	1	11	-	-	3
Découvertes et extensions	2	18	-	-	5
Production	(5)	(45)	(21)	(90)	(124)
Fin de l'exercice 2015	34	583	581	3 515	4 227

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

1 ^{er} janvier 2013	52	373	599	543	1 256
31 décembre 2013	55	368	579	1 417	2 113
31 décembre 2014	36	300	534	1 635	2 255
31 décembre 2015	23	283	581	3 063	3 714

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

1 ^{er} janvier 2013	1	115	-	2 298	2 318
31 décembre 2013	7	310	-	1 450	1 509
31 décembre 2014	10	327	-	1 639	1 704
31 décembre 2015	11	300	-	452	513

(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 6 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 2013, 2014 et 2015. 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

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

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 ont été calculés en utilisant les 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 de modifications des prix et des coûts servant à calculer les réserves. Cette catégorie peut aussi comprendre d'importants changements dans la stratégie de mise en valeur ou dans la capacité des installations et du matériel de production.

En 2015, les réserves de bitume prouvées et mises en valeur et non mises en valeur ont été révisées à la hausse en raison du transfert du projet d'expansion Kearl au statut « prouvé non mis en valeur », ainsi qu'à la suite d'améliorations de rendement observées sur le site Kearl. En outre, les réserves de bitume et de pétrole synthétique ont été révisées à la hausse en raison de la réduction des obligations de redevances attribuables à la chute des cours.

Lorsque les cours du pétrole brut et du gaz naturel se situent aux niveaux observés fin 2015 et début 2016 pendant une longue période, il est possible que selon la définition de « réserves prouvées » utilisée par la SEC, certaines réserves de pétrole et de gaz naturel (notamment dans le cas des gisements de sables bitumineux) ne puissent plus être considérées comme étant des réserves prouvées, du moins temporairement. Les volumes perdant leur statut de réserve prouvée selon les critères de la SEC pourront un jour retrouver leur statut antérieur si les prix se redressent suffisamment. En outre, les conditions de certaines ententes contractuelles et de certains régimes de redevances gouvernementales peuvent faire en sorte qu'une réduction des cours conduise à une augmentation des réserves prouvées de la compagnie. Il n'est actuellement pas prévu que des variations temporaires de nos réserves prouvées (selon les critères de la SEC) affectent l'avancement de projets planifiés ou modifient nos prévisions de volumes de production.

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 révisé du gouvernement de l'Alberta pour les sables pétrolifères. Pour le pétrole synthétique, les réserves prouvées nettes sont basées sur la meilleure estimation de la compagnie des taux moyens de redevances pour la durée restante du projet en y incorporant les amendements à l'accord Syncrude avec la Couronne. 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.

Aucun évaluateur ou auditeur indépendant qualifié de réserves n'a participé à la préparation des données sur les réserves de la compagnie.

Résultats financiers trimestriels et opérations sur actions ^(a)

	2015				2014			
	trimestres clos les				trimestres clos les			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Données financières (en millions de dollars)								
Total des produits et des autres revenus	6 229	7 155	7 301	6 203	8 030	9 658	10 049	9 226
Total des dépenses	6 100	6 518	6 705	5 642	7 160	8 413	8 403	7 966
Bénéfice avant impôts	129	637	596	561	870	1 245	1 646	1 260
Impôts sur le bénéfice	27	158	476	140	199	309	414	314
Bénéfice net	102	479	120	421	671	936	1 232	946
Bénéfice net sectoriel (en millions de dollars)								
Secteur Amont	(289)	(52)	(174)	(189)	218	532	857	452
Secteur Aval	352	454	215	565	397	343	366	488
Produits chimiques	74	78	69	66	63	66	57	43
Comptes non sectoriels et autres	(35)	(1)	10	(21)	(7)	(5)	(48)	(37)
Bénéfice net	102	479	120	421	671	936	1 232	946
Informations par action (dollars)								
Bénéfice net – résultat de base	0,12	0,56	0,14	0,50	0,80	1,10	1,45	1,12
Bénéfice net – résultat dilué	0,12	0,56	0,14	0,50	0,79	1,10	1,45	1,11
Dividendes (annoncés trimestriellement)	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Cours de l'action (en dollars) (b)								
Bourse de Toronto								
Haut	46,27	49,40	55,37	52,06	55,76	57,96	56,94	51,89
Bas	39,30	40,55	46,51	44,08	45,52	52,05	50,36	44,99
Clôture	45,08	42,28	48,25	50,55	50,05	52,91	56,23	51,48
Bourse de New York (en dollars américains) (b)								
Haut	35,40	38,88	45,60	43,35	49,55	54,09	53,10	47,08
Bas	28,66	30,35	37,94	35,69	39,14	46,85	46,01	40,20
Clôture	32,52	31,61	38,62	39,88	43,03	47,22	52,63	46,55
Actions négociées (en milliers) (c)	100 077	104 678	88 186	95 600	113 657	69 107	78 236	87 465

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

(b) L'action de l'Impériale est cotée à la Bourse de Toronto. Aux États-Unis, les actions de l'Impériale se négocient sur le marché NYSE MKT LLC. L'Impériale détient des privilèges sur le marché hors cote NYSE MKT LLC, une filiale de NYSE Euronext. L'action ordinaire de l'Impériale porte le symbole IMO. Les cours de l'action sont tirés des registres de ces bourses. Les cours présentés en dollars américains sont fondés sur les données réunies sur le marché américain.

(c) Le nombre d'actions négociées est déterminé d'après l'ensemble des opérations réalisées à ces deux bourses.