SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION DES ÉTATS-UNIS
Washington, D.C. 20549

FORMULAIRE 10-K

(Cocher une case)

[X] RAPPORT ANNUEL ÉTABLI CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE 15(d) DE LA SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016

ou

[ ] RAPPORT PÉRIODIQUE ÉTABLI CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE 15(d) DE LA SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934

Numéro de dossier de la Commission : 1-15226

ENCANA CORPORATION

(Nom exact de l'émetteur inscrit tel qu'il figure dans ses statuts)

Canada	**Sans objet**
(État ou autre territoire de constitution ou d'organisation)	(N° d'identification de l'employeur aux fins de l'IRS)

Suite 4400, 500 Centre Street S.E., P.O. Box 2850, Calgary (Alberta) Canada T2P 2S5
(Adresse des principaux bureaux de direction)

Numéro de téléphone de l'émetteur inscrit, y compris l'indicatif régional : **403-645-2000**

Titres inscrits en vertu du paragraphe 12(b) de la Loi :

Désignation de chaque catégorie	Nom de chaque bourse à laquelle les titres sont inscrits
Actions ordinaires	Bourse de New York

Titres inscrits conformément au paragraphe 12(g) de la Loi : Aucun

Indiquer, en cochant la case appropriée, si l'émetteur inscrit est un émetteur établi reconnu au sens attribué au terme *well-known seasoned issuer* dans la règle 405 de la Securities Act. Oui [X] Non [ ]

Indiquer, en cochant la case appropriée, si l'émetteur inscrit n'est pas tenu de déposer des rapports aux termes de l'article 13 ou du paragraphe 15(d) de la Loi. Oui [ ] Non [X]

Indiquer, en cochant la case appropriée, si l'émetteur inscrit 1) a déposé tous les rapports qui devaient être déposés conformément à l'article 13 ou au paragraphe 15(d) de la *Securities Exchange Act of 1934* au cours des 12 mois précédents (ou dans le délai plus court dans lequel l'émetteur inscrit devait déposer ces rapports) et 2) a été assujetti à ces exigences de dépôt au cours des 90 derniers jours. Oui [X] Non [ ]

Indiquer, en cochant la case appropriée, si l'émetteur inscrit a déposé en version électronique et affiché sur son site Web, le cas échéant, les fichiers de données interactifs qui devaient être déposés et affichés conformément à la règle 405 du Regulation S-T (article 232.405 de ce chapitre) au cours des 12 mois précédents (ou dans le délai plus court dans lequel l'émetteur inscrit devait déposer et afficher ces fichiers). Oui [X] Non [ ]

Indiquer, en cochant la case appropriée, si l'information des déposants défaillants, au sens attribué au terme *delinquent filers* dans la rubrique 405 du Regulation S-K, n'est pas contenue dans les présentes et ne sera pas contenue, à la connaissance de

l'émetteur inscrit, dans des circulaires de sollicitation de procurations définitives intégrées par renvoi à la partie III du présent formulaire 10-K ou à une modification de celui-ci. [X]

Indiquer, en cochant la case appropriée, si l'émetteur inscrit est un important déposant admissible au régime de dépôt accéléré (*large accelerated filer*), un déposant admissible au régime de dépôt accéléré (*accelerated filer*), un déposant non admissible au régime de dépôt accéléré (*non-accelerated filer*) ou une petite société assujettie (*smaller reporting company*). Voir la définition des termes *large accelerated filer, accelerated filer* et *smaller reporting company* dans la règle 12b-2 de la *Securities Exchange Act of 1934*. Important déposant admissible au régime de dépôt accéléré [X] Déposant admissible au régime de dépôt accéléré [ ] Déposant non admissible au régime de dépôt accéléré [ ] Petite société assujettie [ ]

Indiquer en cochant la case appropriée si la société inscrite est une société inactive (au sens attribué au terme *shell company* dans la règle 12b-2 de la *Securities Exchange Act of 1934*). Oui [ ] Non [X]

Au 30 juin 2016, la valeur marchande globale des actions ordinaires avec droit de vote et sans droit de vote détenues par des personnes qui ne sont pas membres du même groupe que l'émetteur inscrit s'établissait à :	6 621 347 962 $
Au 17 février 2017, le nombre d'actions ordinaires en circulation de l'émetteur inscrit s'établissait à :	973 064 884

Documents intégrés par renvoi

Sont intégrées par renvoi à la partie III du présent rapport annuel sur formulaire 10-K des parties de la circulaire de sollicitation de procurations définitive de l'émetteur inscrit (la « circulaire ») en vue de l'assemblée annuelle de 2017 des actionnaires de l'émetteur inscrit qui aura lieu le 2 mai 2017 (devant être déposée auprès de la Securities and Exchange Commission avant le 30 avril 2017).

ENCANA CORPORATION
FORMULAIRE 10-K
TABLE DES MATIÈRES

PARTIE I

Rubriques 1 et 2.	Activités et propriétés	6
Rubrique 1A.	Facteurs de risque	26
Rubrique 1B.	Points soulevés par le personnel et demeurés sans réponse	35
Rubrique 3.	Poursuites	35
Rubrique 4.	Information sur la sécurité dans les mines	35

PARTIE II

Rubrique 5.	Marché pour la négociation des actions ordinaires de l'émetteur inscrit, questions connexes liées aux actionnaires et achats de titres de capitaux propres par l'émetteur	35
Rubrique 6.	Principales informations financières	38
Rubrique 7.	Rapport de gestion	39
Rubrique 7A.	Informations quantitatives et qualitatives à fournir sur les risques de marché	70
Rubrique 8.	États financiers et données supplémentaires	72
Rubrique 9.	Changement d'experts-comptables et désaccord avec ces derniers relativement à des questions de comptabilité ou de présentation de l'information financière	132
Rubrique 9A.	Contrôles et procédures	132
Rubrique 9B.	Autres renseignements	133

PARTIE III

Rubrique 10.	Administrateurs, membres de la haute direction et gouvernance	133
Rubrique 11.	Rémunération des membres de la haute direction	133
Rubrique 12.	Titres appartenant à certains propriétaires véritables et à la direction et questions touchant les actionnaires	133
Rubrique 13.	Certaines relations et opérations connexes, et indépendance des administrateurs	133
Rubrique 14.	Principaux honoraires et services comptables	133

PARTIE IV

Rubrique 15.	Pièces et annexes aux états financiers	134
Signatures		137

DÉFINITIONS

À moins que le contexte ne commande une autre interprétation, les termes « nous », « notre », « Encana » et « Société » désignent Encana Corporation et ses filiales consolidées. De plus, les abréviations et autres définitions qui suivent s'appliquent au présent rapport annuel sur formulaire 10-K :

« AECO » : Alberta Energy Company et désignation du prix de référence pour le gaz naturel au Canada.

« ASC » : Accounting Standards Codification.

« ASU » : Accounting Standards Update.

« b » : baril ou barils.

« b/j » : baril par jour.

« bep » : baril d'équivalent de pétrole.

« bep/j » : baril d'équivalent de pétrole par jour.

« btu » : unité thermique britannique, unité de mesure de la chaleur.

« États-Unis » : États-Unis d'Amérique.

« FASB » : Financial Accounting Standards Board.

« Gpi^3 » : milliard de pieds cubes.

« Gpi^3/j » : milliard de pieds cubes par jour.

« indice composé S&P/TSX » : indice Standard and Poor mesurant la performance des marchés boursiers du Canada.

« indice S&P 500 » : indice Standard and Poor 500.

« kb » : millier de barils.

« kb/j » : millier de barils par jour.

« kbep » : millier de barils d'équivalent de pétrole.

« kbep/j » : millier de barils d'équivalent de pétrole par jour.

« kpi^3 » : millier de pieds cubes.

« kpi^3/j » : millier de pieds cubes par jour.

« LGN » : liquides de gaz naturel.

« Mb » : million de barils.

« Mb/j » : million de barils par jour.

« Mbep » : million de barils d'équivalent de pétrole.

« Mbep/j » : million de barils d'équivalent de pétrole par jour.

« Mbtu » : million de btu.

« mesure standardisée » : valeur nette des produits des activités ordinaires nets futurs après impôt actualisée à un taux annuel de 10 %.

« Mpi^3 » : million de pieds cubes.

« Mpi^3/j » : million de pieds cubes par jour.

« NYMEX » : New York Mercantile Exchange.

« NYSE » : Bourse de New York.

« OPEP » : Organisation des pays exportateurs de pétrole.

« PCGR des États-Unis » : principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

« SEC » : Securities and Exchange Commission des États-Unis.

« taux LIBOR » : taux interbancaire offert à Londres.

« TSX » : Bourse de Toronto.

« WTI » : West Texas Intermediate.

CONVERSIONS

Dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K, la conversion des volumes de gaz naturel en bep s'effectue à raison de six kpi^3 pour un b. Le bep est calculé selon une méthode de conversion générique de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur économique à la tête du puits. Étant donné que le ratio calculé en fonction du prix courant du pétrole comparativement au prix du gaz naturel diffère sensiblement de l'équivalence énergétique de 6:1, l'utilisation d'un ratio de conversion de 6:1 peut être trompeuse quant à l'indication de la valeur, surtout si on l'emploie de façon isolée.

CONVENTIONS

À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars américains. Par « dollars », « $ » ou « $ US », on entend des dollars américains et par « $ CA », on entend des dollars canadiens. Tous les montants sont indiqués avant impôt, sauf indication contraire. De plus, toute l'information fournie dans les présentes est présentée déduction faite des redevances.

Le terme « liquides » désigne le pétrole, les LGN et les condensats. L'expression « riche en liquides » est employée pour représenter les flux de gaz naturel associés aux volumes de liquides connexes. Le terme « zone » est utilisé pour désigner un secteur dans lequel se trouvent des accumulations d'hydrocarbures ou des prospects. Encana se concentre sur le développement des accumulations d'hydrocarbures existant sur une vaste étendue aréale et/ou une coupe verticale épaisse au moyen de la fracturation hydraulique. Par rapport à une zone classique, ce type de développement présente habituellement un risque moins important sur le plan géologique ou commercial ainsi qu'un taux d'épuisement moyen plus faible.

Le terme « actif principal » désigne des zones ciblées par le programme actuel de dépenses d'investissement et de développement de la Société. La Société revoit régulièrement le financement du développement de ses zones en fonction de la pertinence stratégique, de la rentabilité et de la diversité du portefeuille et, par conséquent, la composition des zones désignées comme étant des actifs principaux pourrait évoluer au fil du temps.

L'information contenue sur le site Web de la Société au www.encana.com n'est pas intégrée par renvoi dans les présentes et ne fait pas partie du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS ET RISQUE

Le présent rapport annuel sur formulaire 10-K et les documents qui y sont intégrés par renvoi contiennent certains énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs ») au sens de la législation en valeurs mobilières applicable. Les énoncés prospectifs comprennent des énoncés concernant ce qui suit : la composition des actifs principaux de la Société, y compris la répartition des capitaux et l'élément central des programmes de développement; la croissance de la valeur à long terme pour les actionnaires; les déclarations concernant les objectifs stratégiques de la Société, y compris la stratégie de répartition des capitaux, l'objet des investissements, la croissance des volumes de liquides à marge élevée, les efficiences opérationnelles, la capacité de réduire les coûts et la capacité de préserver la solidité du bilan; l'évolution continue de la Société afin de rehausser la productivité et les efficiences au chapitre des coûts tout en réduisant son empreinte environnementale; les efficiences découlant du portefeuille à bassins multiples de la Société; l'équilibre du portefeuille de marchandises; les prix prévus des marchandises; la capacité d'accélérer le rythme des activités; la capacité d'optimiser la conception des puits et de la complétion, y compris la modification des longueurs latérales forées, des étapes et de l'espacement des puits; les travaux de forage et le nombre d'appareils de forage prévus et le succès qui devrait en découler; les coûts de forage et les durées de cycle prévus; le produit prévu et les avantages futurs que devraient générer diverses ententes de coentreprise, de société de personnes et autres; la construction prévue de la capacité de compression et de traitement; l'élargissement des services du secteur intermédiaire futurs; les estimations des réserves et des ressources; la production prévue et les types de produit prévus; la capacité de reproduire dans la production future les essais de puits fructueux; les déclarations concernant les flux de trésorerie et les ratios d'endettement prévus; la trésorerie et les équivalents de trésorerie prévus; les opérations de couverture prévues et les résultats du programme de gestion des risques; la gestion des risques, dont l'incidence des modifications apportées aux lois et aux règlements; le niveau des dépenses et l'incidence de la

législation environnementale; la suffisance des provisions au titre des frais d'abandon et de remise en état des sites; la souplesse et la discipline financières; l'accès à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie ainsi qu'à d'autres modes de financement; la capacité de s'acquitter de ses obligations financières, de gérer ses ratios d'endettement et ratios financiers, de financer la croissance et de respecter ses engagements financiers; l'incidence sur la Société d'un déclassement de sa note de crédit; l'accès aux facilités de crédit de la Société; le dividende annualisé prévu et la déclaration et le versement de dividendes futurs, le cas échéant; la suffisance de la provision de la Société à l'égard de la charge d'impôt et au titre des actions en justice; les projections et les attentes à l'égard de l'atteinte des cibles contenues dans les prévisions de la Société; la capacité de gérer l'inflation et les structures de coûts prévues, y compris les charges d'exploitation, de transport, de traitement et d'administration prévues; la compétitivité et le rythme de croissance des actifs de la Société en Amérique du Nord et par rapport aux sociétés comparables; les perspectives du secteur du gaz et du pétrole en général et l'incidence du climat géopolitique; le rendement des actifs principaux de la Société; la flexibilité et les sources de financement des programmes de dépenses en immobilisations; les niveaux d'effectif prévus; les charges d'intérêts futures prévues; les engagements et des obligations de la Société; les escomptes futurs éventuels, le cas échéant, dans le cadre du régime de réinvestissement des dividendes de la Société; les énoncés concernant des pertes de valeur résultant d'un test de plafonnement du coût entier; et le moment des prises de position et des modifications des règles et des normes comptables, et les incidences possibles de celles-ci.

Le lecteur ne doit pas s'en remettre indûment aux énoncés prospectifs, qui, de par leur nature, comportent de nombreuses hypothèses et incertitudes et de nombreux risques en conséquence desquels ces énoncés pourraient ne pas se concrétiser ou les résultats pourraient être sensiblement différents des résultats exprimés ou suggérés. Ces hypothèses comprennent notamment les suivantes : les prix et les écarts de prix futurs des marchandises; les taux de change; la capacité de la Société de bénéficier des disponibilités de ses facilités de crédit renouvelables et de ses prospectus préalables; les hypothèses figurant dans les prévisions de la Société et dont il est question dans les présentes; les données contenues dans les principaux modèles statistiques; la disponibilité d'opérations de couverture intéressantes et la capacité de faire respecter le programme de gestion des risques; l'efficacité avec laquelle la Société rehausse la productivité et les efficiences; les résultats des innovations; l'attente selon laquelle les contreparties s'acquitteront de leurs obligations aux termes des conventions de services de collecte et de commercialisation ainsi que de services du secteur intermédiaire; l'accès à des installations de transport et de traitement là où Encana exerce ses activités; les régimes d'impôts, de redevances et de réglementation présumés; la mise en application des conventions relatives aux opérations; et les attentes et les projections formulées compte tenu de l'expérience d'Encana et de sa perception des tendances historiques et généralement conformes à celles-ci, y compris en ce qui concerne le rythme des avancées technologiques, les avantages obtenus et les attentes générales du secteur.

Les risques et les incertitudes qui peuvent influer sur les résultats de ces entreprises comprennent ce qui suit : la capacité de générer suffisamment de flux de trésorerie pour s'acquitter des obligations de la Société; les risques inhérents à la réalisation des opérations ou à leur réalisation en temps voulu ainsi que les ajustements pouvant avoir une incidence sur la valeur prévue pour Encana; la volatilité des prix des marchandises; la capacité de pourvoir au transport convenable des produits et les réductions pipelinières éventuelles; la fluctuation des dividendes et le pouvoir du conseil d'administration d'Encana (le « conseil d'administration ») de déclarer et de verser à son gré des dividendes, le cas échéant; le calendrier et les coûts de construction des puits, des installations et des pipelines; les pertes imputables à l'interruption des activités ou à des accidents ou les difficultés techniques imprévues; les risques de contrepartie et de crédit; le risque et l'incidence d'un abaissement de la note de crédit, y compris en deçà de la catégorie investissement, et son incidence sur l'accès aux marchés des capitaux et à d'autres sources de liquidités; les fluctuations des taux de change et d'intérêt; les risques découlant des prévisions de la Société; l'impossibilité d'obtenir les résultats escomptés des initiatives de réduction des coûts et d'amélioration de l'efficience; les risques inhérents aux activités de commercialisation; les risques liés à la technologie; la modification de la réglementation ou des lois en matière de redevances, d'impôts, d'environnement, de gaz à effet de serre, de carbone, de comptabilité et à d'autres règlements ou lois ou l'interprétation qui en est faite; les risques liés aux mesures réglementaires et aux poursuites judiciaires actuelles et éventuelles visant la Société; l'incidence sur la Société de conflits survenant avec ses associés, y compris la suspension par ses associés de certaines de leurs obligations et l'incapacité de se départir d'actifs ou de participations dans certains arrangements; la capacité de la Société d'acquérir ou de trouver de nouvelles réserves; l'imprécision des estimations des réserves ainsi que des quantités de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones et d'autres sources qui ne sont actuellement pas classées dans les réserves prouvées, probables ou possibles ou dans les ressources éventuelles économiques, y compris les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs; les risques associés à l'acquisition ou au dessaisissement passé ou futur de certains actifs ou d'autres opérations ou de recevoir les sommes prévues dans les conventions relatives aux opérations (ces opérations pouvant comprendre des dépenses d'investissement de tiers, des ententes d'amodiation ou des conventions de société de personnes, qu'Encana peut appeler à l'occasion des « sociétés de personnes » ou des « coentreprises », et les fonds reçus à leur égard, qu'Encana peut appeler à l'occasion un « produit », un « prix d'achat différé » et/ou du « capital différé », quelle qu'en soit la forme juridique) si

diverses conditions ne sont pas remplies; et les autres risques décrits à la rubrique 1A. « Facteurs de risque » du présent rapport annuel sur formulaire 10-K ainsi que les risques et les incertitudes ayant une incidence sur les activités d'Encana comme il est décrit dans les autres documents périodiques de la Société déposés auprès de la SEC qui sont intégrés par renvoi dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Bien que la Société estime que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Le lecteur doit savoir que les hypothèses, les risques et les incertitudes dont il est question ci-dessus et dans les documents intégrés par renvoi aux présentes ne constituent pas une liste exhaustive. Les énoncés prospectifs portent la date du présent document (ou, dans le cas d'un document intégré par renvoi, la date de ce document intégré par renvoi) et, sauf si la loi le prescrit, la Société n'est pas tenue de les mettre à jour publiquement ni de les réviser. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K ou intégré par renvoi dans celui-ci sont donnés expressément sous réserve des présentes mises en garde.

Le lecteur devrait lire attentivement les facteurs de risque décrits dans les documents intégrés par renvoi dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K pour obtenir la description de certains risques en conséquence desquels, entre autres, les résultats réels pourraient différer de ceux qui sont indiqués dans les énoncés prospectifs.

PARTIE I

Rubriques 1 et 2. Activités et propriétés

INFORMATION GÉNÉRALE

Encana est un producteur d'énergie nord-américain de premier plan dont les activités sont centrées sur le développement de son portefeuille à bassins multiples de zones productrices de gaz naturel, de pétrole et de LGN. Les activités d'Encana comprennent également la commercialisation du gaz naturel, du pétrole et des LGN. L'ensemble des réserves et de la production d'Encana se trouvent en Amérique du Nord.

Le siège social et principal établissement d'Encana est situé au 4400, 500 Centre Street S.E., Calgary (Alberta) T2P 2S5 Canada. Les actions ordinaires d'Encana sont inscrites à la cote de la TSX et de la NYSE et y sont négociées sous le symbole « ECA ». Encana a été constituée en société sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA ») par suite du regroupement, en 2002, de deux sociétés qu'elle a remplacées.

Information disponible

Encana est assujettie aux obligations d'information prévues par la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 ») et, conformément à la Loi de 1934, elle dépose également des rapports et des déclarations auprès de la SEC et lui fournit d'autres renseignements. Depuis le 1er janvier 2017, Encana est tenue de se conformer aux obligations d'information qui s'appliquent aux émetteurs américains. Auparavant, en vertu du régime d'information multinational adopté par le Canada et les États-Unis, les rapports et les autres renseignements (y compris l'information financière) étaient en partie établis conformément aux obligations d'information du Canada, qui diffèrent de celles des États-Unis. Les documents qu'Encana dépose auprès de la SEC ou fournit à la SEC peuvent être consultés dans la salle de consultation publique de la SEC située au 100 F Street, N.E., Room 1580, Washington, D.C. 20549. On peut également obtenir des exemplaires de ces documents dans la salle de consultation publique de la SEC située au 100 F Street, N.E., Washington D.C., 20549, moyennant des frais. On peut téléphoner à la SEC au 1-800-SEC-0330 ou consulter son site Web, au www.sec.gov, pour obtenir de plus amples renseignements sur la salle de consultation publique. Les documents qui sont déposés par Encana peuvent également être consultés par voie électronique sur le système électronique de collecte de données, d'analyse et de recherche (*Electronic Document Gathering, Analysis, and Retrieval*) de la SEC (« EDGAR »), au www.sec.gov, ou sur le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR »), au www.sedar.com, ainsi que par l'intermédiaire de services de recherche documentaire commerciaux.

On peut obtenir gratuitement le présent rapport annuel sur formulaire 10-K et les documents qui y sont intégrés par renvoi sur demande adressée au secrétaire général d'Encana, au 4400, 500 Centre Street S.E., P.O. Box 2850, Calgary (Alberta) T2P 2S5 Canada, téléphone : 403-645-2000. On peut aussi consulter sans frais sur le site Web d'Encana, au www.encana.com, dès qu'il est raisonnablement possible de le faire après leur dépôt ou leur transmission, tous les documents que la Société dépose auprès de la SEC, notamment le présent rapport annuel sur formulaire 10-K et les documents qui y sont intégrés par renvoi ainsi que les rapports courants sur formulaire 8-K et toute modification apportée à ces rapports qui ont été déposés ou transmis conformément au paragraphe 13(a) ou 15(d) de la Loi de 1934.

Exécution de recours civils

Encana est une société constituée sous le régime de la LCSA et est régie par cette loi. Un certain nombre de dirigeants et d'administrateurs d'Encana et une partie des experts nommés dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K sont des résidents du Canada, et de nombreux actifs d'Encana ou les actifs des dirigeants et des administrateurs d'Encana ainsi que ceux des experts sont situés à l'extérieur des États-Unis. Encana a nommé un mandataire aux fins de la signification de d'actes de procédure aux États-Unis, mais il pourrait être difficile pour les porteurs d'actions ordinaires qui résident aux États-Unis de signifier des actes de procédure aux États-Unis aux administrateurs, aux dirigeants et aux experts qui ne sont pas des résidents des États-Unis. Les porteurs d'actions ordinaires qui résident aux États-Unis pourraient également avoir de la difficulté à faire exécuter aux États-Unis des jugements rendus par des tribunaux des États-Unis sur le fondement de notre responsabilité civile et de la responsabilité civile de nos dirigeants, de nos administrateurs et de nos experts en vertu de la législation en valeurs mobilières fédérale américaine.

STRATÉGIE

La Société entend faire croître la valeur à long terme pour les actionnaires en adoptant une approche rigoureuse en vue de générer une croissance rentable. Voici ses principaux objectifs :

- Appliquer une stratégie de répartition des capitaux rigoureuse axée sur des investissements dans un nombre limité d'actifs principaux
- Accroître les volumes de liquides à marge élevée
- Maximiser la rentabilité au moyen d'efficiences organisationnelles et de la réduction des coûts
- Préserver la solidité du bilan

La Société a su par le passé repérer des zones stratégiques à développer au moyen de méthodes de complétion et de forage horizontal à l'avant-garde de l'industrie et conclure des ententes à cette fin, ainsi que tirer parti de la technologie pour développer de manière rentable les ressources de pétrole et de gaz qui s'y trouvent. Encana cherche continuellement à améliorer ses efficiences opérationnelles, à favoriser l'innovation technologique et à réduire ses structures de coûts tout en diminuant son empreinte environnementale grâce à l'optimisation de ses zones. Encana atteint une efficience sur le plan des capitaux et de l'exploitation pour son portefeuille à bassins multiples grâce à la mise en œuvre rapide de pratiques d'exploitation ayant fait leurs preuves, qui sont appliquées à toutes ses activités, à l'optimisation du matériel et des processus et à l'application de techniques d'amélioration continue.

La stratégie de dépenses d'investissement d'Encana privilégie une croissance de qualité à partir d'un nombre restreint de projets centraux, à marge élevée et évolutifs, tout en équilibrant le portefeuille de marchandises et en optimisant la performance des autres ressources de la Société.

En 2016, les prix des marchandises dans le secteur du pétrole et du gaz naturel sont demeurés faibles en raison de déséquilibres entre l'offre et la demande. Malgré cette tendance, Encana a continué d'appliquer sa stratégie de réduction des structures de coûts opérationnels et de coûts en capital, d'améliorations des efficiences opérationnelles et de réduction de la dette afin de maintenir des liquidités adéquates et une certaine souplesse financière. En outre, Encana a encouragé la discipline financière en concentrant encore plus les investissements dans un nombre restreint d'actifs principaux à potentiel élevé de croissance et de rendement, en réduisant les niveaux d'activité dans les actifs non stratégiques et en adaptant ses coûts en fonction des prix des marchandises actuels. La Société est d'avis que, en continuant d'appliquer sa stratégie, elle s'assure d'être en bonne position dans le contexte actuel des prix et de pouvoir accroître les niveaux d'activité si les prix des marchandises augmentent à l'avenir. Se reporter à la rubrique 7 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K pour en savoir plus sur les résultats de la Société.

SECTEURS D'EXPLOITATION À PRÉSENTER

Les activités d'Encana sont principalement axées sur la découverte et le développement de réserves de pétrole et de gaz naturel. La Société s'efforce également de créer une valeur accrue grâce à son secteur Optimisation des marchés et à en tirer parti. Elle exerce la quasi-totalité de ses activités par l'intermédiaire de filiales. Les secteurs d'exploitation à présenter d'Encana sont les suivants : (i) les activités canadiennes; (ii) les activités américaines et (iii) l'optimisation des marchés.

- Les **activités canadiennes** comprennent l'exploration, le développement et la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes au Canada. Les actifs principaux faisant partie de la priorité stratégique d'Encana axée sur l'accélération de la croissance incluent Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta et Duvernay dans le centre-ouest de l'Alberta. Les autres activités en amont comprennent des actifs qui ne font pas partie de la priorité stratégique actuelle d'Encana, à savoir Wheatland dans le sud de l'Alberta, Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique et Deep Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse.

- Les **activités américaines** comprennent l'exploration, le développement et la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes aux États-Unis. Les actifs principaux faisant partie de la priorité stratégique d'Encana axée sur l'accélération de la croissance incluent Eagle Ford dans le sud du Texas et Permian dans l'ouest du Texas. Les autres activités en amont comprennent des actifs qui ne font pas partie de la priorité stratégique actuelle d'Encana, à savoir essentiellement San Juan dans le nord-ouest du Nouveau-Mexique, Piceance dans le nord-ouest du Colorado et des schistes marins de Tuscaloosa dans l'est de la Louisiane et à l'ouest du Mississippi.

- Les activités d'**optimisation des marchés** sont gérées par l'équipe Commercialisation, secteur intermédiaire et données fondamentales, qui est responsable au premier chef de la vente de la production de la Société à des tiers et

de l'amélioration du prix net qui en est obtenu. Les activités d'optimisation des marchés comprennent également l'achat de produits auprès de tiers et la vente de produits à des tiers, ce qui procure une souplesse opérationnelle et permet de réduire les coûts quant aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.

Se reporter à la note 2 des états financiers consolidés audités d'Encana, qui sont présentés sous la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K, pour en savoir plus sur les secteurs d'exploitation d'Encana.

ACTIVITÉS ET TERRAINS PÉTROLIERS ET GAZIERS

La carte suivante indique l'emplacement des avoirs fonciers et des actifs d'Encana en Amérique du Nord au 31 décembre 2016.

Dans la carte ci-dessus, le terme « actif principal » désigne les zones dont le potentiel de croissance et de rendement est élevé et autour desquelles s'articule le plan de dépenses d'investissement et de développement actuel de la Société, et le terme « autre » désigne les zones de base et les zones à valeur d'option. Les zones de base sont des zones à l'égard desquelles des fonds ont été affectés à des programmes d'efficience ciblés visant notamment l'amélioration des efficiences opérationnelles et la réduction des coûts, plutôt qu'à des programmes de développement. Les zones à valeur d'option sont des zones

émergentes qui pourraient recevoir du financement aux fins de développement, en fonction de leur pertinence stratégique, de leur rentabilité découlant des prix obtenus, des données fondamentales de l'énergie et de la diversité du portefeuille.

Activités canadiennes

Aperçu : En 2016, les activités canadiennes ont engagé des dépenses d'investissement d'environ 256 M$ et ont foré environ 44 puits nets, tous situés à Montney et à Duvernay. La production s'est établie en moyenne à environ 966 Mpi^3/j de gaz naturel, à environ 2,0 kb/j de pétrole et à environ 25,2 kb/j de LGN. Au 31 décembre 2016, les activités canadiennes avaient au Canada une position foncière établie d'environ 2,4 millions d'acres nettes, dont environ 1,2 million d'acres nettes non développées. En outre, les activités canadiennes ont représenté 39 % du produit tiré des ventes de la production en 2016 et 50 % des réserves prouvées totales au 31 décembre 2016.

En 2016, Encana s'est départie d'environ 54 200 acres nettes liées aux actifs de Gordondale à Montney, situées dans le nord-ouest de l'Alberta, pour un produit d'environ 455 M$ après les rajustements de clôture.

Les tableaux suivants présentent un résumé des avoirs fonciers, des puits producteurs et de la production quotidienne des activités canadiennes pour les périodes indiquées.

Avoirs fonciers	**Superficie développée**		**Superficie non développée**		**Superficie totale**		**Partici-patio n directe moyenne**
(en milliers d'acres au 31 décembre 2016)	**Brute**	**Nette**	**Brute**	**Nette**	**Brute**	**Nette**	
Montney	595	377	772	513	1 367	890	65 %
Duvernay	106	44	530	325	636	369	58 %
Autres activités en amont[1)]	826	700	605	393	1 431	1 093	76 %
Total des activités canadiennes	**1 527**	**1 121**	**1 907**	**1 231**	**3 434**	**2 352**	**68 %**

1) Les autres activités en amont comprennent Wheatland, Horn River et Deep Panuke.

Puits producteurs	**Gaz naturel**		**Pétrole**		**Total**	
(nombre de puits au 31 décembre 2016)[1)]	**Bruts**	**Nets**	**Bruts**	**Nets**	**Bruts**	**Nets**
Montney	1 197	1 082	6	5	1 203	1 087
Duvernay	134	67	9	2	143	69
Autres activités en amont[2)]	5 241	5 096	24	16	5 265	5 112
Total des activités canadiennes	**6 572**	**6 245**	**39**	**23**	**6 611**	**6 268**

1) Les montants excluent les puits en mesure de produire, mais non producteurs.
2) Les autres activités en amont comprennent Wheatland, Horn River et Deep Panuke.

Production	**Gaz naturel** (Mpi^3/j)		**Pétrole** (kb/j)		**LGN** **Condensat des usines** (kb/j)		**LGN** **Autre** (kb/j)		**LGN** **Total** (kb/j)	
(moyenne quotidienne)	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
Montney[1)]	735	723	1,9	4,7	10,4	9,4	6,2	8,4	16,6	17,8
Duvernay	54	27	-	0,3	7,1	4,3	1,2	0,2	8,3	4,5
Autres activités en amont[2)]	177	221	0,1	0,6	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,5
Total des activités canadiennes	**966**	**971**	**2,0**	**5,6**	**17,6**	**13,9**	**7,6**	**8,9**	**25,2**	**22,8**

1) Au cours de 2016, Encana s'est départie des actifs de Gordondale à Montney. En 2016, la production tirée de Gordondale, avant l'aliénation, s'est établie en moyenne à 45 Mpi^3/j de gaz naturel, à 1,6 kb/j de pétrole et à 3,7 kb/j de LGN (2015 : en moyenne 96 Mpi^3/j de gaz naturel, 4,1 kb/j de pétrole et 6,1 kb/j de LGN).
2) Les autres activités en amont comprennent Wheatland, Horn River et Deep Panuke.

Montney

Montney est essentiellement une zone de gaz naturel riche en condensats située dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta. Bien que les avoirs fonciers de Montney comprennent d'autres horizons de production, à savoir les formations Cadomin, Doig et Granite Wash, l'objectif actuel de développement dans la zone est la formation Montney. En 2016, la production totale tirée de la zone s'est établie en moyenne à environ 735 Mpi^3/j de gaz naturel et à environ 18,5 kb/j de pétrole et de LGN. Au 31 décembre 2016, Encana contrôlait environ 890 000 acres nettes dans la zone.

À l'heure actuelle, Encana cible le développement d'emplacements riches en gaz naturel et en condensats dans la formation Montney au sein de la zone, dont Encana contrôlait environ 483 000 acres nettes, y compris 282 000 acres nettes non développées, au 31 décembre 2016. La formation Montney comprend jusqu'à six horizons empilés qui s'étendent sur plus de 1 000 pieds de stratigraphie et dont le développement s'effectue exclusivement au moyen de puits horizontaux. En 2016, Encana a continué de se concentrer sur le forage de puits plus riches en liquides en forant environ 24 puits horizontaux nets dans la formation Montney, où la production s'est établie en moyenne à environ 639 Mpi^3/j de gaz naturel et à environ 18,5 kb/j de pétrole et de LGN. Des améliorations importantes ont été réalisées à l'égard des complétions de puits horizontaux grâce à la mise en application de techniques de fracturation hydraulique polyétagées. En 2016, Encana a continué d'optimiser la conception de la complétion et de recourir à des technologies de pointe, ce qui lui a permis de réduire le total des frais de développement d'environ 26 % à intervalle complet. En 2016, elle a également foré des puits dont les longueurs latérales variaient entre 6 600 et 11 700 pieds environ et qui comportaient un espacement des puits réduit allant de 650 à 1 000 pieds environ. Étant donné qu'Encana continue d'optimiser la conception des puits et de la complétion, les longueurs latérales forées, les étapes et l'espacement des puits pourraient changer.

Encana a conclu une convention de société avec une filiale de Mitsubishi Corporation (« Mitsubishi »), à savoir le Cutbank Ridge Partnership (le « CRP »), en vue du développement conjoint de certains terrains situés principalement dans Montney. Aux termes de la convention, Mitsubishi a convenu d'investir environ 2,9 G$ CA pour sa participation de 40 % dans le CRP, dont une tranche d'environ 2,2 G$ CA avait été reçue au 31 décembre 2016. En plus de sa quote-part de 40 % des dépenses d'investissement futures du CRP, Mitsubishi devrait investir la somme restante d'environ 0,7 G$ CA aux termes d'un plan de développement quinquennal convenu de la région, ramenant ainsi l'engagement d'Encana à ce titre à 30 % des dépenses d'investissement prévues totales pendant la durée du plan de développement.

Au 31 décembre 2016, Encana avait accès à une capacité de traitement du gaz naturel d'environ 820 Mpi^3/j, dont environ 600 Mpi^3/j aux termes d'un contrat conclu avec des tiers comportant des modalités et des durées diverses et dont environ 215 Mpi^3/j sont la propriété de la Société. Encana a également accès à une capacité de collecte et de compression d'environ 895 Mpi^3/j, dont environ 780 Mpi^3/j aux termes de contrats conclus avec des tiers comportant des modalités et des durées diverses et dont environ 110 Mpi^3/j sont la propriété de la Société. De plus, Encana prévoit avoir accès à des installations de compression et de traitement supplémentaires d'une capacité d'environ 480 Mpi^3/j et de traitement des liquides d'une capacité de 49,1 kb/j qui sont actuellement en construction et devraient être terminées vers la fin de 2017 ou en 2018.

Duvernay

Duvernay est une nouvelle zone de gaz de schiste riche en liquides située dans le centre-ouest de l'Alberta qui comprend des terrains situés principalement dans la formation Duvernay, mais qui s'annonce également prometteuse dans d'autres formations, notamment la formation Montney. Au 31 décembre 2016, Encana contrôlait environ 369 000 acres nettes dans la zone.

La formation Duvernay au sein de la zone comprend essentiellement environ 335 000 acres nettes, dont 295 000 acres nettes non développées, et s'étend aux terrains Simonette, Pinto, Edson et Willesden Green. À l'heure actuelle, Encana cible le développement d'emplacements riches en condensats dans les zones nord et sud de Simonette de la formation au moyen d'une technologie consistant à forer des puits horizontaux et utilisant du forage sur socle. Encana réalise actuellement d'importantes améliorations au chapitre de ses coûts de forage et de ses durées de cycle en innovant et en continuant d'augmenter sa capacité de transport à long terme. En 2016, Encana a foré environ 20 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à environ 54 Mpi^3/j de gaz naturel et à environ 8,3 kb/j de pétrole et de LGN. En 2016, Encana a foré des puits dont les longueurs latérales variaient entre 5 200 et 10 200 pieds environ et dont l'espacement réduit allait de 490 à 1 300 pieds environ. Étant donné qu'Encana continue d'optimiser la conception des puits et de la complétion, les longueurs latérales forées, les étapes et l'espacement des puits pourraient changer.

Encana a conclu une entente avec une filiale de PetroChina Company Limited (« PetroChina ») en vue de l'exploration et du développement conjoints de certains terrains de Duvernay. Aux termes de cette entente, PetroChina a convenu d'investir environ 2,18 G$ CA pour obtenir une participation directe de 49,9 % dans les terrains. PetroChina avait investi environ 2,08 G$ CA au 31 décembre 2016 et elle devrait investir encore environ 96,6 M$ CA avant la fin de la période d'engagement, qui se termine en 2020, cette somme devant servir à financer la moitié de l'engagement en capital d'Encana.

Encana détient une participation d'environ 50,1 % dans trois usines de traitement de gaz naturel de Simonette et dans les installations de collecte et de compression connexes, dont la participation d'Encana dans la capacité de traitement est de

78 Mpi^3/j et dont la capacité de production de LGN est de 19,2 kb/j. En 2016, la capacité de traitement du gaz naturel s'est accrue de 25 Mpi^3/j grâce à l'ajout d'une nouvelle usine à Simonette destinée à soutenir la croissance de Duvernay.

Autres activités en amont

Wheatland

Wheatland est située dans le sud de l'Alberta et comprend des horizons productifs comme les formations Lethbridge et Horseshoe Canyon, des formations de sables de faible profondeur, dont Belly River et Medicine Hat, et des formations de gaz naturel plus profondes, dont les formations Glauconitic et Mannville. La production s'est établie en moyenne à environ 76 Mpi^3/j de gaz naturel et à environ 0,4 kb/j de pétrole et de LGN. Au 31 décembre 2016, Encana comptait environ 5 164 puits producteurs bruts (5 059 puits producteurs nets) et contrôlait environ 757 000 acres nettes dans la zone, qui comprennent 109 000 acres nettes non développées. Encana utilise une stratégie de sondage intégré et axe le développement sur l'exploitation du gaz naturel sur le versant est du Horseshoe Canyon Fairway. En 2016, Encana a concentré ses efforts sur l'optimisation de la zone, en diminuant l'épuisement de la production et en réduisant les coûts opérationnels. Au 31 décembre 2016, Encana contrôlait environ 484 000 acres nettes dans le Horseshoe Canyon Fairway.

Horn River

Horn River est située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Traditionnellement, le développement ciblait principalement la formation de schiste du bassin Horn River (Muskwa, Otter Park et Evie), qui a une épaisseur de plus de 500 pieds. En 2016, la production de gaz naturel d'Encana s'est établie en moyenne à environ 58 Mpi^3/j. Au 31 décembre 2016, Encana comptait environ 97 puits horizontaux producteurs bruts (49 puits horizontaux producteurs nets) et contrôlait environ 168 000 acres nettes, dont 147 000 acres nettes non développées, dans la formation de schiste du bassin Horn River. Encana est propriétaire d'une participation dans une capacité de compression du gaz naturel dans Horn River d'environ 285 Mpi^3/j répartie entre diverses installations situées dans la région. Encana dispose d'une entente de traitement avec un tiers concernant l'agrandissement antérieurement prévu de l'usine de traitement du gaz naturel de Cabin; la mise en service et l'agrandissement de cette usine ont été suspendus en 2012.

Deep Panuke

Encana est le propriétaire et l'exploitant du champ de gaz Deep Panuke, qui est situé au large de la Nouvelle-Écosse, sur la plate-forme Scotian, à environ 250 kilomètres au sud-est d'Halifax. Le gaz naturel en provenance de Deep Panuke est produit et traité par des installations de production en mer. Les installations de production sont visées par un bail dont la durée initiale se termine en 2021, avec possibilité de prolongation pendant 12 périodes successives de un an à des prix fixes après la durée initiale. Le gaz produit est ensuite transporté à Goldboro, en Nouvelle-Écosse, au moyen d'un pipeline sous-marin relié au Maritimes & Northeast Pipeline. De là, le gaz naturel est transporté jusqu'à différents marchés de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis.

En 2016, la production de gaz naturel s'est établie en moyenne à environ 52 Mpi^3/j. Encana vend tout le gaz naturel produit à Deep Panuke aux termes d'un contrat de vente physique à long terme, aux prix en vigueur dans la région concernée. Au 31 décembre 2016, Encana comptait environ 4 puits producteurs bruts (4 puits producteurs nets) et contrôlait environ 30 000 acres nettes au large de la Nouvelle-Écosse. Encana exploite cinq de ses six licences dans ces régions.

<u>Activités américaines</u>

Aperçu : En 2016, les activités américaines ont engagé des dépenses d'investissement totales d'environ 873 M$ et ont foré environ 116 puits nets, tous situés à Eagle Ford et à Permian. La production s'est établie en moyenne à environ 417 Mpi^3/j de gaz naturel, à environ 71,7 kb/j de pétrole et à environ 23,2 kb/j de LGN. Au 31 décembre 2016, les activités américaines avaient une position foncière établie d'environ 1,2 million d'acres nettes, dont environ 0,8 million d'acres nettes non développées. En outre, les activités américaines ont représenté 61 % du produit tiré des ventes de la production en 2016 et 50 % des réserves prouvées totales au 31 décembre 2016.

En 2016, Encana s'est départie d'environ 51 000 acres nettes dans DJ Basin, situé dans le nord du Colorado, pour un produit d'environ 633 M$ après les rajustements de clôture.

Les tableaux suivants présentent un résumé des avoirs fonciers, des puits producteurs et de la production quotidienne des activités américaines pour les périodes indiquées.

Avoirs fonciers (en milliers d'acres au 31 décembre 2016)	Superficie développée		Superficie non développée		Superficie totale		Participation directe moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Eagle Ford	42	41	1	1	43	42	98 %
Permian	97	91	39	36	136	127	93 %
Autres activités en amont[1)]	412	334	964	739	1 376	1 073	78 %
Total des activités américaines	**551**	**466**	**1 004**	**776**	**1 555**	**1 242**	**80 %**

1) Les autres activités en amont comprennent San Juan, Piceance et les schistes marins de Tuscaloosa.

Puits producteurs (nombre de puits au 31 décembre 2016)[1)]	Gaz naturel		Pétrole		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Eagle Ford	49	45	392	383	441	428
Permian	-	-	1 530	1 434	1 530	1 434
Autres activités en amont[2)]	4 265	3 452	167	99	4 432	3 551
Total des activités américaines	**4 314**	**3 497**	**2 089**	**1 916**	**6 403**	**5 413**

1) Les montants excluent les puits en mesure de produire, mais non producteurs.
2) Les autres activités en amont comprennent San Juan, Piceance et les schistes marins de Tuscaloosa.

Production	Gaz naturel (Mpi^3/j)		Pétrole (kb/j)		LGN: Condensats d'usine (kb/j)		LGN: Autre (kb/j)		LGN: Total (kb/j)	
(moyenne quotidienne)	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Eagle Ford	48	44	32,4	37,0	0,6	0,5	6,6	5,3	7,2	5,8
Permian	50	44	29,8	24,5	1,1	0,9	8,9	7,4	10,0	8,3
Autres activités en amont[1)2)]	319	576	9,5	19,9	1,0	1,5	5,0	8,0	6,0	9,5
Total des activités américaines	**417**	**664**	**71,7**	**81,4**	**2,7**	**2,9**	**20,5**	**20,7**	**23,2**	**23,6**

1) Les autres activités en amont comprennent San Juan, Piceance et les schistes marins de Tuscaloosa.
2) En 2016, Encana s'est départie de DJ Basin. Les autres activités en amont comprennent la production tirée de DJ Basin avant l'aliénation, en 2016, production qui s'est établie en moyenne à 32 Mpi^3/j de gaz naturel, à 3,4 kb/j de pétrole et à 3,0 kb/j de LGN (2015 : en moyenne 55 Mpi^3/j de gaz naturel, 9,4 kb/j de pétrole et 5,5 kb/j de LGN).
3) En 2015, Encana s'est départie de Haynesville. Les autres activités en amont comprennent la production tirée de Haynesville avant l'aliénation, en 2015, production qui s'est établie en moyenne à 173 Mpi^3/j de gaz naturel.

Eagle Ford

Eagle Ford est une zone de pétrole étanche du sud du Texas, située dans les comtés de Karnes, de Wilson et d'Atascosa. Les activités sont axées sur le développement de la partie la plus épaisse de la formation Eagle Ford dans la fosse de Karnes, où Encana détient une position largement contiguë. Au 31 décembre 2016, Encana contrôlait environ 42 000 acres nettes dans la zone. En 2016, Encana a foré environ 28 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à environ 32,4 kb/j de pétrole, à environ 48 Mpi^3/j de gaz naturel et à environ 7,2 kb/j de LGN.

Encana développe la formation Lower Eagle Ford exclusivement au moyen du forage horizontal, mais en 2016, elle a également commencé l'optimisation des cibles de la formation Upper Eagle Ford. En 2016, Encana a foré des puits horizontaux d'une longueur latérale allant de 2 000 à 8 800 pieds environ qui atteignent une profondeur mesurée moyenne totale d'environ 16 500 pieds, et elle a optimisé d'autres mesures de développement, notamment la conception de la complétion. Les nouvelles conceptions de complétion combinent une fine couche de liquide avec un espacement réduit de moins de 25 pieds afin de créer un réseau de fracture complexe destiné à accroître la productivité des puits. Depuis l'acquisition de la zone en 2014, Encana a réduit les coûts de forage d'environ 40 % grâce à la priorité accordée à ses activités d'optimisation de la conception des puits. Étant donné qu'Encana continuera d'optimiser la conception des puits et de la complétion, les longueurs latérales forées ainsi que l'espacement entre les groupes et les puits pourraient changer. En 2016, Encana a commencé à délimiter la formation Austin Chalk en forant, en septembre, deux puits d'une longueur latérale moyenne d'environ 3 400 pieds et, à la fin décembre, un troisième puits d'une longueur latérale d'environ 4 200 pieds.

La production de pétrole et de gaz naturel est amenée dans diverses installations de production. La majeure partie du pétrole est ensuite transportée vers des points de vente par pipeline ou par camion depuis les installations, selon le contrat de vente. Encana a également accès à une capacité de collecte du gaz naturel ferme maximale d'environ 35 Mpi^3/j et à une capacité de traitement du gaz naturel maximale d'environ 70 Mpi^3/j aux termes de contrats conclus avec des tiers comportant des

modalités et des durées diverses. Encana a aussi accès à une capacité interruptible pour la production excédentaire et, en 2016, elle a utilisé une capacité interruptible et ferme totale d'environ 100 Mpi^3/j.

Permian

Permian est une zone de pétrole étanche de l'ouest du Texas, située dans les comtés de Midland, de Martin, de Howard, de Glasscock et d'Upton. Les activités sont principalement axées sur le développement des formations Spraberry et Wolfcamp, dans le bassin Midland, où Encana détient une position importante. Au 31 décembre 2016, Encana contrôlait environ 127 000 acres nettes dans la zone. Les terrains se caractérisent par un long historique de production au moyen du forage et du développement verticaux, par des infrastructures parvenues à maturité ainsi que par de multiples horizons de production s'étendant sur environ 4 000 pieds de stratigraphie (également appelés « zones productrices empilées »). En 2016, Encana a foré 78 puits horizontaux nets et 10 puits verticaux nets dans la région. En 2016, la production s'est établie en moyenne à environ 29,8 kb/j de pétrole, 50 Mpi^3/j de gaz naturel et 10,0 kb/j de LGN.

Vu l'existence de 11 horizons de production éventuels, Encana a recourt principalement au forage horizontal sur socle de puits multiples afin de maximiser la récupération des ressources et de réduire le plus possible l'empreinte du développement. En 2016, Encana a optimisé la conception de la complétion en se servant de modèles stratigraphiques 3D pour situer les trous de forage dans le périmètre de forage souhaité, a réduit au minimum l'interférence entre les puits et a optimisé le drainage grâce à l'espacement des puits et à une meilleure utilisation des fluides et des sables. En outre, Encana a poursuivi en 2016 le forage de puits horizontaux plus longs sur une longueur latérale allant de 5 000 à 10 000 pieds environ et une profondeur mesurée moyenne totale d'environ 17 300 pieds. Étant donné qu'Encana continue d'optimiser la conception des puits et de la complétion, les longueurs latérales forées, les étapes et l'espacement des puits pourraient changer. En 2016, la stratégie de forage horizontal de puits multiples a réduit les coûts de forage d'environ 15 %.

Les installations pétrolières et gazières comprennent des systèmes de collecte aux champs, des batteries d'accumulateur, des systèmes d'évacuation de l'eau salée, de l'équipement de séparation et des unités de pompage. La majeure partie de la superficie et de la production de pétrole connexe d'Encana est affectée à une convention de collecte par pipeline conclue en 2015 d'une durée initiale de sept ans, avec option de prolongation pour sept années supplémentaires. Si la capacité du pipeline est limitée, la production de pétrole d'Encana sera transportée par camion par un tiers. Le gaz naturel est recueilli par Encana et transporté au point de comptage et de raccordement avec le pipeline de l'acheteur.

Autres activités en amont

San Juan

San Juan est une zone de pétrole léger non corrosif située dans le bassin San Juan, dans le nord-ouest du Nouveau-Mexique, où Encana détient une position foncière importante. Les activités de développement sont historiquement axées sur l'exploitation des liquides dans les formations Tocito et El Valdo au sein de la zone. En 2016, la production s'est établie en moyenne à environ 3,9 kb/j de pétrole et de LGN et à environ 9 Mpi^3/j de gaz naturel. Au 31 décembre 2016, Encana comptait environ 204 puits producteurs bruts (109 puits producteurs nets) et contrôlait environ 203 000 acres nettes dans la zone, qui comprennent 164 000 acres nettes non développées. En 2016, Encana a porté ses efforts sur l'optimisation de la zone, sur la diminution de l'épuisement de la production et sur la réduction des coûts opérationnels. Encana a accès à une capacité de traitement du gaz naturel maximale d'environ 50 Mpi^3/j aux termes d'une convention d'affectation conclue avec un tiers.

Piceance

Piceance est une zone située dans le nord-ouest du Colorado où Encana a axé ses activités de développement sur l'exploitation du gaz naturel dans les formations Williams Fork, Iles, Mancos et Niobrara au sein de la zone. La production des puits dans les formations Williams Fork et Iles est tirée des sables gazéifères de réservoirs étanches tandis que celle des puits dans les formations Mancos et Niobrara provient des schistes marins. En 2016, la production s'est établie en moyenne à environ 271 Mpi^3/j de gaz naturel et à environ 2,8 kb/j de pétrole et de LGN. Au 31 décembre 2016, Encana comptait environ 3 967 puits de gaz naturel producteurs bruts (3 236 puits de gaz naturel producteurs nets) et contrôlait environ 693 000 acres nettes dans la zone, dont 447 000 acres nettes non développées.

En 2016, Encana et une filiale de Nucor Corporation (« Nucor ») ont résilié la convention de coentreprise à long terme relative au développement du gaz naturel dans le bassin nord de Piceance. En parallèle avec la convention de coentreprise résiliée, Nucor a acquis auprès d'Encana une participation directe dans une certaine superficie située dans le bassin sud de

Piceance et, en contrepartie, Encana a acquis les participations restantes dans les actifs de collecte de gaz naturel et de traitement de l'eau situés dans le bassin nord de Piceance auprès d'une entité du même groupe qui était détenue en propriété conjointe par Encana et Nucor.

Encana a accès à une capacité de traitement du gaz naturel d'environ 715 Mpi^3/j, dont environ 650 Mpi^3/j aux termes de contrats conclus avec des tiers comportant des modalités et des durées diverses et dont environ 65 Mpi^3/j sont la propriété de la Société. Encana a également accès à une capacité de collecte du gaz naturel à haute pression d'environ 850 Mpi^3/j et à une capacité de collecte et de compression du gaz naturel à basse pression d'environ 500 Mpi^3/j aux termes de contrats conclus avec des tiers comportant des modalités et des durées diverses. De plus, Encana est propriétaire d'une capacité de collecte et de compression du gaz naturel à basse pression d'environ 500 Mpi^3/j, dont une capacité d'environ 420 Mpi^3/j est principalement raccordée à un système de collecte à haute pression d'un tiers. Encana a aussi un accès au transport de LGN d'environ 30,0 kb/j aux termes d'un contrat conclu avec un tiers pour la production tirée de San Juan et de Piceance d'une durée restante de huit ans.

Schistes marins de Tuscaloosa

La formation de schistes marins de Tuscaloosa est une zone pétrolifère émergente située dans l'est de la Louisiane et à l'ouest du Mississippi. Puisqu'il s'agit d'une zone émergente, le potentiel de développement futur dépend principalement de la rentabilité de la zone, elle-même tributaire des prix et des données fondamentales du secteur de l'énergie. Encana s'est constitué une position foncière importante dans le cœur de la zone et concentre ses efforts sur l'optimisation de la récupération de pétrole dans la formation de schistes marins de Tuscaloosa. En 2016, Encana s'est attachée à optimiser la zone, en diminuant l'épuisement de la production et en réduisant les coûts opérationnels. La production s'est établie en moyenne à environ 2,4 kb/j de pétrole. Au 31 décembre 2016, Encana comptait environ 48 puits de pétrole producteurs bruts (32 puits de pétrole producteurs nets) et contrôlait environ 144 000 acres nettes, dont 117 000 acres nettes non développées.

DONNÉES SUR LES RÉSERVES PROUVÉES ET AUTRE INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Le processus d'évaluation des réserves de pétrole, de gaz et de LGN est complexe et requiert beaucoup de discernement. Les estimations des réserves prouvées d'Encana et des flux de trésorerie nets futurs connexes ont été établies par les ingénieurs de la Société, et leur responsabilité incombe à la direction. Par conséquent, Encana a élaboré des politiques internes pour estimer et consigner les réserves. Ces politiques exigent que les réserves prouvées soient conformes aux définitions et aux règlements de la SEC. Les politiques d'Encana précisent à qui incombe la responsabilité de la conformité de la comptabilisation des réserves et exigent que les estimations des réserves soient effectuées par évaluateurs de réserves qualifiés (des « ERQ »). Les ERQ sont des professionnels agréés autorisés à exercer dans les domaines du génie, de la géologie et de la géophysique qui comptent au moins cinq ans d'expérience pratique, dont au moins trois ans d'expérience récente dans l'évaluation des réserves.

Le vice-président, Réserves et chef, Génie des réservoirs d'Encana, et neuf autres membres du personnel (collectivement, le « groupe responsable des réserves »), sous la gouverne de cette personne, supervisent l'établissement, l'examen et l'approbation internes des estimations des réserves. Le groupe responsable des réserves relève du vice-président directeur, Exploration et expansion des affaires, et il est distinct et indépendant du groupe chargé d'établir les estimations des réserves qui fait partie de la division de l'exploitation relevant du vice-président directeur et chef de l'exploitation d'Encana. Le groupe responsable des réserves applique des politiques internes qui décrivent les procédures et les normes devant être observées pour effectuer la préparation de l'estimation, les calculs et la consignation des réserves conformément aux définitions et aux lignes directrices de la SEC. Les ERQ reçoivent de la formation permanente sur les principes fondamentaux des définitions de la SEC et de la présentation des réserves qui s'appuie sur le manuel des réserves de la Société et les programmes de formation internes administrés par le groupe responsable des réserves.

Le directeur, Réserves de la Société relève du vice-président, Réserves et chef, Génie des réservoirs d'Encana et assume la responsabilité première de la supervision de l'établissement des estimations des réserves prouvées. Le directeur, Réserves est titulaire d'un baccalauréat en sciences et d'un diplôme en génie pétrolier de la University of Alberta, et il est membre de la section régionale de Calgary de la Society of Petroleum Evaluation Engineers. Le groupe responsable des réserves inclut en outre sept ingénieurs, dont quatre ont un titre professionnel, qui cumulent plus de 130 ans d'expérience pertinente.

Le comité des réserves du conseil d'administration d'Encana est composé d'administrateurs indépendants qui possèdent une bonne connaissance du processus d'estimation des réserves de pétrole et de gaz et des obligations d'information. Le comité des réserves assure une surveillance supplémentaire du processus d'estimation des réserves de la Société, et il rencontre la direction périodiquement afin de passer en revue le processus d'estimation des réserves, les résultats des terrains et

l'information connexe. Le comité des réserves a également la responsabilité d'examiner les qualifications et la nomination des vérificateurs de réserves qualifiés indépendants (les « VRQI ») dont la Société retient les services. Le comité des réserves recommande annuellement des VRQI au conseil d'administration, aux fins d'approbation, et il rencontre les VRQI afin d'examiner leurs rapports.

Les ERQ d'Encana établissent les estimations des réserves de la Société. Chaque zone est examinée en détail annuellement par les ERQ, le groupe responsable des réserves de la Société, les membres de la haute direction de la Société et le comité d'examen des réserves interne, selon le cas. En outre, le groupe responsable des réserves effectue un examen distinct afin de s'assurer que les contrôles de l'information sont efficaces et que les estimations des réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. Les estimations des réserves dans leur version finale sont examinées par la haute direction d'Encana et le comité des réserves du conseil d'administration avant d'être soumises à l'approbation du conseil d'administration.

En 2016, Encana a confié à des VRQI le mandat de vérifier les estimations des réserves de la Société. McDaniel & Associates Consultants Ltd. a vérifié 98 % du volume estimatif des réserves prouvées d'Encana au Canada, et Netherland, Sewell & Associates, Inc. a vérifié 100 % du volume des réserves prouvées d'Encana aux États-Unis. La vérification des réserves est un examen des réserves de pétrole et de gaz et des flux de trésorerie nets futurs d'une société qui est effectué par un expert-conseil indépendant spécialisé dans le pétrole en vue d'exprimer une opinion quant à savoir si ces estimations, prises globalement, sont raisonnables et ont été établies et présentées conformément aux méthodes et aux procédures de génie pétrolier et d'évaluation généralement acceptées. Pour les périodes de 2015 et de 2014 présentées, Encana a retenu les services d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants afin d'évaluer la totalité des volumes des réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana et d'établir des rapports sur celles-ci.

Les réserves prouvées de pétrole et de gaz représentent les quantités de pétrole, de gaz et de LGN qu'on estime avec une certitude raisonnable, d'après l'analyse des données géoscientifiques et techniques, pouvoir exploiter de façon rentable à partir de réservoirs connus, compte tenu des conditions économiques existantes, des méthodes d'exploitation en place et de la réglementation gouvernementale en vigueur. Pour être considérées comme prouvées, les réserves de pétrole et de gaz doivent pouvoir être exploitées de façon rentable avant l'expiration des contrats conférant le droit de les exploiter, à moins qu'il n'existe des preuves indiquant que le renouvellement de ces contrats est raisonnablement certain. De même, le projet d'extraction des hydrocarbures doit être en cours ou l'exploitant doit être raisonnablement certain qu'il lancera le projet dans un délai raisonnable. Des réserves non développées peuvent être attribuées aux emplacements n'ayant pas fait l'objet de forages uniquement si un plan de développement prévoyant que ces emplacements feront l'objet de forages dans les cinq ans a été adopté.

Les estimations des réserves de la Société sont effectuées à partir de données pétrophysiques, géologiques, techniques, financières et comptables fondamentales. Les réserves sont estimées au moyen de l'analyse de l'épuisement de la production, par analogie avec les compensations de la production, de la modélisation détaillée des réservoirs, de calculs volumétriques ou selon une combinaison de ces méthodes, dans chaque cas en tenant compte des questions économiques et en utilisant des technologies qui ont produit des résultats reproductibles et constants, au sens des règlements de la SEC. Les données utilisées incluent de l'information obtenue directement de la subsurface provenant des trous de forage, comme des diagraphies, des échantillons de carotte provenant des réservoirs, des échantillons de fluide, de l'information sur les pressions statique et dynamique, des données d'essais de production et de l'information sur la surveillance et la performance. Dans le cas des réserves exploitées, l'accent est mis sur l'analyse de l'épuisement, et l'analyse volumétrique permet de limiter les prévisions à des niveaux raisonnables. Les réserves non exploitées sont estimées par analogie avec les compensations de la production, en tenant compte des estimations volumétriques des quantités en place. Les emplacements auxquels des réserves prouvées non développées ont été attribuées font l'objet d'un plan de développement approuvé par la direction d'Encana. Les outils utilisés pour interpréter les données incluaient des logiciels exclusifs et commerciaux de modélisation et de simulation des réservoirs. Lorsqu'ils étaient disponibles, les paramètres de réservoirs analogues ont été utilisés pour accroître la qualité des estimations des réserves et le degré de confiance envers celles-ci. La méthode ou la combinaison de méthodes utilisée pour estimer les réserves de chaque réservoir est fondée sur le contexte particulier de chaque réservoir et les données disponibles au moment de l'estimation.

En règle générale, les estimations des réserves récupérables de façon économique et des flux de trésorerie nets futurs qui en proviennent sont fondées sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses variables, comme la production historique des terrains, les taux de production, la récupération ultime des réserves, le montant des dépenses en immobilisations et le moment où celles-ci sont engagées, la qualité marchande du pétrole brut et du gaz naturel, les taux de redevances, les effets de la réglementation imposée par les organismes gouvernementaux et les frais d'exploitation, qui peuvent tous différer considérablement des résultats réels. La production, les produits des activités ordinaires, les taxes et impôts ainsi que le

développement et les dépenses d'exploitation réels associés aux réserves des terrains de la Société peuvent différer de l'information figurant dans les présentes.

Les règlements de la SEC exigent que les réserves prouvées soient estimées selon les conditions économiques en vigueur (prix constants). Conformément à cette méthode, les réserves d'Encana ont été calculées en fonction du prix historique moyen sur les 12 derniers mois pour chacun des exercices présentés avant la date d'effet du rapport. La moyenne sur 12 mois représente la moyenne non pondérée des prix du premier jour de chaque mois. Les estimations des réserves figurant dans les présentes ne sont que des estimations, et rien ne garantit que les réserves estimées seront récupérées.

Encana ne dépose pas d'estimations des réserves prouvées nettes totales auprès des autorités fédérales américaines, mis à part la SEC et le Department of Energy (le « DOE »). Les estimations des réserves déposées auprès de la SEC correspondent à celles contenues dans le présent rapport. Les estimations des réserves déposées auprès du DOE sont fondées sur les mêmes hypothèses techniques et économiques sous-jacentes que les estimations des réserves d'Encana qui sont déposées auprès de la SEC; toutefois, le DOE exige que les rapports incluent les participations de tous les propriétaires dans les puits exploités par Encana et excluent les participations dans les puits qui ne sont pas exploités par Encana. Encana est également tenue de fournir des données relatives aux réserves établies conformément aux exigences réglementaires canadiennes en valeurs mobilières, plus particulièrement le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »), qui sont déposées simultanément sous le profil d'Encana sur SEDAR, au www.sedar.com. Les principales différences entre les exigences d'information du Règlement 51-101 et celles de la SEC incluent la présentation des réserves probables et prouvées estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels, la présentation des réserves et de la production avant redevances et la présentation de l'information en fonction d'un type de produit plus granulaire. Les données relatives aux réserves établies conformément au Règlement 51-101 ne font pas partie du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

L'information sur les réserves et les autres informations sur le pétrole et le gaz présentées ci-après sont en date du 31 décembre 2016 et ont été établies au 16 janvier 2017. Les rapports de vérification établis par les VRQI sont reproduits aux pièces 99.1 et 99.2 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Le tableau ci-dessous présente un résumé des réserves prouvées de la Société et des estimations des flux de trésorerie nets futurs et de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs devant être tirés des réserves prouvées, établies en fonction de l'information sur les réserves prouvées, que l'on trouve également à la note 27 des états financiers consolidés audités d'Encana figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Réserves prouvées

Le tableau ci-dessous présente un résumé des réserves prouvées totales de la Société en fonction des réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN et de la région géographique au 31 décembre 2016 ainsi que d'autres données d'exploitation sommaires.

	Au 31 décembre 2016		
	Canada	**États-Unis**	**Total**
Réserves prouvées :[1)]			
Gaz naturel (Gpi^3) :			
Développées	903	951	1 853
Non développées	907	142	1 049
Total	1 810	1 093	2 902
Pétrole (Mb) :			
Développées	-	82,5	82,5
Non développées	-	73,1	73,1
Total	-	155,6	155,6
Liquides de gaz naturel (Mb) :			
Développées	25,6	31,8	57,4
Non développées	68,4	24,6	93,0
Total	94,0	56,4	150,4
Total des réserves prouvées (Mbep) :			
Développées	176,1	272,7	448,8
Non développées	219,6	121,4	341,0
Total	395,6	394,1	789,7

	Au 31 décembre 2016		
	Canada	**États-Unis**	**Total**
Pourcentage des réserves prouvées développées	44 %	69 %	57 %
Pourcentage des réserves prouvées non développées	56 %	31 %	43 %
Production (kbep/j)	188,2	164,5	352,7
Dépenses d'investissement (millions)	256 $	873 $	1 129 $
Nombre total de puits producteurs nets[2)]	6 692	5 484	12 176
Mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets :[3)]			
Avant impôt (millions)	441 $	1 247 $	1 688 $
Impôt (millions)	-	-	-
Après impôt (millions)	441 $	1 247 $	**1 688 $**

1) Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.
2) Le nombre total de puits producteurs nets inclut les puits producteurs et les puits qui sont mécaniquement prêts à être mis en production.
3) La mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie (la « mesure standardisée ») avant impôt est une mesure non conforme aux PCGR. La Société estime que la mesure standardisée avant impôt est une mesure qu'il est utile d'ajouter à la mesure standardisée après impôt, car elle facilite l'estimation des flux de trésorerie futurs associés aux réserves actuelles et les comparaisons des valeurs relatives de sociétés comparables. La mesure standardisée après impôt dépend de la situation fiscale propre à chaque société, tandis que la mesure standardisée avant impôt est fondée sur des prix et des facteurs d'actualisation plus constants parmi les sociétés comparables. On trouvera plus de renseignements sur la mesure standardisée à la note 27 des états financiers consolidés audités d'Encana figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Les variations des réserves prouvées de la Société survenues en 2016 sont résumées ci-dessous :

	2016			
	Gaz naturel (Gpi^3)	**Pétrole** (Mb)	**LGN** (Mb)	**Total** (Mbep)
Début de l'exercice	3 064	164,3	124,5	799,4
Révision et récupération améliorée	(244)	(15,9)	(8,0)	(64,7)
Extensions et découvertes	887	52,2	75,8	275,7
Achat de réserves en place	16	9,6	2,6	14,9
Vente de réserves en place	(313)	(27,6)	(26,8)	(106,5)
Production	(506)	(27,0)	(17,7)	(129,1)
Fin de l'exercice	2 902	155,6	150,4	789,7
Développées	1 853	82,5	57,4	448,8
Non développées	1 049	73,1	93,0	341,0
Total	**2 902**	**155,6**	**150,4**	**789,7**

* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

En 2016, les réserves prouvées de gaz naturel d'Encana, qui s'établissaient à environ 2 902 Gpi^3, ont diminué de 162 Gpi^3 par rapport à 2015, en raison principalement de la vente de réserves en place de 313 Gpi^3 découlant de la stratégie de la Société consistant à concentrer les activités de développement sur un nombre restreint d'actifs principaux. Le poste « Révision et récupération améliorée » pour le gaz naturel inclut une réduction de 462 Gpi^3 imputable à la baisse des prix moyens du gaz naturel sur les 12 derniers mois, qui a été contrebalancée en partie par des révisions techniques, non liées au prix, de 218 Gpi^3. La variation de 887 Gpi^3 figurant au poste « Extensions et découvertes » est attribuable au forage et à la délimitation fructueux des actifs Montney, Duvernay, Permian et Eagle Ford.

En 2016, les réserves prouvées de pétrole et de LGN d'Encana, qui s'établissaient à 306,0 Mb, ont augmenté de 17,2 Mb par rapport à 2015 principalement en raison des extensions et des découvertes, qui ont représenté 128,0 Mb, qui ont été contrebalancées par la vente de 54,4 Mb de réserves ainsi que par des révisions négatives et l'amélioration de la récupération, qui ont représenté 23,9 Mb. Le poste « Révision et récupération améliorée » pour le pétrole et les LGN inclut des réductions respectives de 6,5 Mb et 6,6 Mb imputables à la baisse des prix moyens du pétrole et des LGN sur les 12 derniers mois.

Les réserves prouvées sont estimées en fonction des prix moyens au début du mois pour les 12 mois de l'année en question. Les prix moyens suivants ont été utilisés pour évaluer les réserves prouvées au 31 décembre 2016 : WTI : 42,75 $ par baril de pétrole, Edmonton Light Sweet : 52,21 $ CA par baril de pétrole, Henry Hub : 2,49 $ par Mbtu de gaz naturel et AECO : 2,17 $ CA par Mbtu de gaz naturel. Les prix du gaz naturel, du pétrole et des LGN peuvent fluctuer considérablement.

Réserves prouvées non développées

Les variations des réserves prouvées non développées de la Société survenues en 2016 sont résumées ci-dessous :

(Mbep)	**2016**
Début de l'exercice	262,8
Révisions d'estimations antérieures	(80,8)
Extensions et découvertes	218,6
Conversions en réserves développées	(29,7)
Achat de réserves en place	11,3
Vente de réserves en place	(41,2)
Fin de l'exercice	**341,0**

* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Au 31 décembre 2016, il n'existait pas de réserves prouvées non développées importantes qui demeuraient non développées depuis cinq ans ou plus à la suite de leur présentation en tant que réserves prouvées non développées.

Les révisions d'estimations antérieures, qui représentent une diminution de 80,8 Mbep, sont imputables principalement à la baisse des prix moyens sur les 12 derniers mois. Les extensions et les découvertes, qui représentent une augmentation de 218,6 Mbep, découlent de l'agrandissement de la superficie des réserves prouvées, principalement à la suite de forages fructueux à Montney, Duvernay et Permian.

Les conversions de réserves prouvées non développées en réserves prouvées développées ont représenté 29,7 Mbep, ce qui équivaut à 11 % de la totalité des réserves prouvées non développées à la fin de l'exercice précédent. Environ 52 % des réserves prouvées non développées converties en réserves développées étaient au Canada, principalement à Montney et à Duvernay, et environ 48 % étaient aux États-Unis, principalement à Permian et à Eagle Ford. Encana a engagé 173 millions de dollars pour développer des réserves prouvées non développées en 2016, somme qui a été affectée à hauteur d'environ 31 % à des terrains situés au Canada et d'environ 69 % à des terrains situés aux États-Unis.

Les ventes de réserves en place, qui se sont établies à 41,2 Mbep, ont trait à la sortie, par la Société, des actifs de DJ Basin et de Gordondale, à Montney. Les achats de réserves prouvées non développées, qui se sont établies à 11,3 Mbep, ont trait aux acquisitions réalisées à Eagle Ford et à Permian.

Volumes des ventes, prix et coûts de production

Le tableau qui suit présente un résumé de la production de la Société par secteur géographique en fonction du produit final vendu, des prix de vente moyens et des coûts de production par bep pour chacun des trois derniers exercices.

	Production			Prix de vente moyen[1)]			Coûts de production moyens[2)]
	Gaz naturel (Gpi^3)	Pétrole (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel ($/$kpi^3$)	Pétrole ($/b)	LGN ($/b)	($/bep)
2016							
Canada	353	0,7	9,2	1,77	36,32	32,32	10,69
États-Unis	153	26,3	8,5	2,29	38,67	14,86	10,89
Total	506	27,0	17,7	1,93	38,61	23,94	10,78
2015							
Canada	354	2,0	8,3	2,75	43,90	29,21	11,74
États-Unis	242	29,8	8,6	2,60	43,31	14,37	13,96
Total	596	31,8	16,9	2,69	43,35	21,66	12,92
2014							
Canada	503	5,0	8,6	4,89	82,86	53,41	11,42
États-Unis	355	13,0	5,0	4,62	81,27	38,92	12,76
Total	858	18,0	13,6	4,78	81,71	48,09	12,01

1) Exclut l'incidence des dérivés sur marchandises.
2) Exclut l'impôt sur la valeur, la taxe de séparation et l'impôt foncier.

Le tableau qui suit présente un résumé des produits des activités ordinaires de la Société par produit vendu et secteur géographique pour chacun des trois derniers exercices.

	Ventes nettes					
(M$)	Gaz naturel	Pétrole	LGN	Autres produits des activités ordinaires[1)]	Gains (pertes) liés à la gestion des risques, montant net	Total des produits des activités ordinaires
2016						
Canada	628 $	26 $	298 $	166 $	(151) $	967 $
États-Unis	350	1 015	126	584	(124)	1 951
Total	978 $	1 041 $	424 $	750 $	(275) $	2 918 $
2015						
Canada	976 $	90 $	243 $	222 $	166 $	1 697 $
États-Unis	629	1 288	124	258	426	2 725
Total	1 605 $	1 378 $	367 $	480 $	592 $	4 422 $
2014						
Canada	2 468 $	412 $	460 $	552 $	167 $	4 059 $
États-Unis	1 640	1 063	195	857	205	3 960
Total	4 108 $	1 475 $	655 $	1 409 $	372 $	8 019 $

1) Inclut les produits des activités ordinaires générés par l'optimisation des marchés et d'autres produits des activités ordinaires, comme les produits achetés vendus à des tiers, les produits des activités ordinaires de sous-concessions, le revenu d'intérêt et les services de collecte et de traitement fournis à des tiers.

Forage et autres activités d'exploration et de développement[1)2)]

Les tableaux qui suivent présentent un résumé par secteur géographique des participations brutes et nettes d'Encana dans les puits forés pendant les périodes indiquées.

	Exploration				**Développement**				**Total**			
	Producteurs		Secs		Producteurs		Secs		Producteurs		Secs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
2016												
Canada	1	-	1	-	100	44	3	-	101	44	4	-
États-Unis	3	3	-	-	124	113	-	-	127	116	-	-
Total	**4**	**3**	**1**	**-**	**224**	**157**	**3**	**-**	**228**	**160**	**4**	**-**
2015												
Canada	-	-	1	-	173	135	-	-	173	135	1	-
États-Unis	-	-	-	-	402	265	2	-	402	265	2	-
Total	**-**	**-**	**1**	**-**	**575**	**400**	**2**	**-**	**575**	**400**	**3**	**-**
2014												
Canada	5	2	-	-	358	277	-	-	363	279	-	-
États-Unis	6	2	-	-	394	202	1	-	401	204	1	-
Total	**11**	**4**	**-**	**-**	**752**	**479**	**1**	**-**	**764**	**483**	**1**	**-**

1) Les puits « bruts » désignent le nombre total de puits dans lesquels Encana détient une participation.
2) Les puits « nets » désignent le nombre de puits résultant de l'addition de la participation directe d'Encana dans chacun de ses puits bruts.

Forage et autres activités d'exploration et de développement[1)2)]

Le tableau qui suit présente, au 31 décembre 2016 et par secteur géographique, le nombre de puits en cours de forage ou de complétion et le nombre de puits dont le forage est suspendu ou qui sont en attente de complétion.

	Puits en cours de forage ou de complétion				Puits dont le forage est suspendu ou en attente de complétion[3)]			
	Exploration		Développement		Exploration		Développement	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
2016								
Canada	-	-	20	12	-	-	21	13
États-Unis	-	-	27	27	-	-	8	8
Total	**-**	**-**	**47**	**39**	**-**	**-**	**29**	**21**

1) Les puits « bruts » désignent le nombre total de puits dans lesquels Encana détient une participation.
2) Les puits « nets » désignent le nombre de puits résultant de l'addition de la participation directe d'Encana dans chacun de ses puits bruts.
3) Les puits dont le forage est suspendu ou qui sont en attente de complétion incluent les puits d'exploration et de développement qui ont fait l'objet de forage, mais dont la complétion est interrompue en attendant l'achèvement de la fracturation hydraulique ou d'autres activités de complétion ou dont le forage pourrait reprendre ultérieurement.

Terrains pétroliers et gaziers, puits, activités et superficie

Le tableau qui suit présente, au 31 décembre 2016 et par secteur géographique, le nombre de puits producteurs et de puits mécaniquement prêts à être mis en production.

Puits producteurs[1)2)]	Gaz naturel[3)]		Pétrole[4)]		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
2016						
Canada	7 097	6 635	92	57	7 189	6 692
États-Unis	4 374	3 549	2 108	1 935	6 482	5 484
Total	**11 471**	**10 184**	**2 200**	**1 992**	**13 671**	**12 176**

1) Les puits « bruts » désignent le nombre total de puits dans lesquels Encana détient une participation.
2) Les puits « nets » désignent le nombre de puits résultant de l'addition de la participation directe d'Encana dans chacun de ses puits bruts.
3) Comprend 10 273 puits de gaz naturel bruts (9 782 puits de gaz naturel nets), dont de multiples puits en cours de complétion.
4) Comprend 69 puits de pétrole bruts (14 puits de pétrole nets), dont de multiples puits en cours de complétion.

Le tableau qui suit présente les avoirs fonciers développés, non développés et totaux d'Encana au 31 décembre 2016 et par secteur géographique.

Avoirs fonciers[1) à 6)]		Développés		Non développés		Total	
(en milliers d'acres)		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada							
Intracôtiers	— Couronne	938	581	1 622	1 019	2 560	1 600
	— Propriété franche	568	519	226	197	794	716
	— Fief	1	1	3	3	4	4
Extracôtiers	— Couronne	20	20	56	12	76	32
Total - Canada		**1 527**	**1 121**	**1 907**	**1 231**	**3 434**	**2 352**
États-Unis							
	— Fédérales/étatiques	289	242	697	523	986	765
	— Propriété franche	252	214	271	217	523	431
	— Fief	10	10	36	36	46	46
Total - États-Unis		**551**	**466**	**1 004**	**776**	**1 555**	**1 242**
International							
Australie		-	-	104	40	104	40
Total - international		**-**	**-**	**104**	**40**	**104**	**40**
Total		**2 078**	**1 587**	**3 015**	**2 047**	**5 093**	**3 634**

1) Les avoirs fonciers en fief sont ceux dans lesquels Encana possède des droits miniers en fief simple et dans lesquels : (i) elle n'a pas accordé de concession sur la totalité des zones minérales; (ii) elle conserve une participation directe ; ou (iii) elle n'a pas accordé de concession sur une ou plusieurs substances ou un ou plusieurs produits. Le présent sommaire des superficies des avoirs fonciers en fief actuels inclut tous les titres en fief dont Encana est propriétaire et qui comportent une ou plusieurs régions non visées par des concessions ou susceptibles d'être développées.
2) Les terres de la Couronne ou les terres fédérales ou étatiques sont des terres appartenant à un gouvernement fédéral, provincial ou étatique ou aux Premières Nations et dans lesquelles Encana a acheté une concession lui conférant une participation directe.
3) Les terres en propriété franche sont des terres appartenant à des particuliers (et non à un gouvernement ou à Encana), dans lesquelles Encana détient une concession lui conférant une participation directe.

4) Le nombre d'acres brutes représente la superficie totale des terrains dans lesquels Encana détient une participation.
5) Le nombre d'acres nettes correspond à la somme des participations partielles d'Encana dans des acres brutes.
6) Les superficies non développées désignent les superficies sur lesquelles des puits n'ont pas été forés ou complétés à un point qui permettrait la production de quantités rentables de pétrole ou de gaz, peu importe que cette superficie contienne ou non des réserves prouvées.

Des 3,6 millions d'acres nettes totales, environ 1,6 million sont détenues grâce à la production. Le tableau ci-dessus inclut la superficie visée par des baux qui arriveront à échéance au cours des trois prochaines années (2017 – environ 196 000 acres nettes; 2018 – environ 100 000 acres nettes; et 2019 – environ 230 000 acres nettes) si la Société n'entreprend pas de production ou ne prend pas d'autre mesure afin d'en prolonger la durée. Pour la superficie qu'elle entend continuer à développer, Encana prendra des mesures opérationnelles et administratives afin de prolonger les baux qui doivent arriver à échéance. On ne s'attend donc pas à ce que des baux visant une grande partie de la superficie nette de la Société arrivent à échéance avant que ces mesures soient prises.

Titres des terrains

Conformément à la pratique habituelle dans le secteur pétrolier et gazier, un examen préliminaire des titres constatés par actes d'archives, qui peut inclure des avis ou des rapports établis par des professionnels ou des conseillers compétents, est effectué lorsque des terrains sont acquis par Encana. La Société estime que les titres de toutes les participations figurant dans le tableau ci-dessus sont satisfaisants et conformes aux normes généralement acceptées dans le secteur pétrolier et gazier, sous réserve seulement d'exceptions non importantes qui ne réduisent pas sensiblement la valeur des participations ou ne nuisent pas de manière importante à leur utilisation dans le cadre des activités d'Encana. Les participations d'Encana peuvent être soumises à des redevances, des redevances dérogatoires ou à d'autres intérêts subsistants (y compris à des litiges portant sur ces intérêts) qui sont considérés comme courants dans le secteur. Les participations peuvent également être soumises à des obligations ou des droits aux termes des lois applicables, d'ordonnances, de règles, de règlements et de décisions arbitrales ou gouvernementales. En outre, les participations peuvent être soumises à d'autres charges, comme des paiements sur la production, des participations au bénéfice net, des privilèges liés aux conventions d'exploitation et aux impôts exigibles, à des obligations de développement aux termes de concessions pétrolières et gazières et à d'autres grèvements, servitudes et restrictions, tous des éléments qui ne réduisent pas sensiblement la valeur des participations ou ne nuisent pas de manière importante à leur utilisation dans le cadre des activités de la Société.

ACTIVITÉS DE COMMERCIALISATION

Les activités d'optimisation des marchés sont gérées par l'équipe Commercialisation, secteur intermédiaire et données fondamentales d'Encana, laquelle est chargée de la vente de la production exclusive de la Société et de l'amélioration du prix net qui en est obtenu. Dans le cadre de la commercialisation de la production, Encana cherche à réduire au minimum les fermetures liées aux marchés, à maximiser les prix obtenus et à gérer la concentration de l'exposition au risque de crédit. Les activités d'optimisation des marchés comprennent les achats et les ventes de produits auprès de tiers en vue de permettre une latitude opérationnelle et d'atténuer les coûts liés aux engagements de transport, au type de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Dans le cadre de certains dessaisissements, Encana a également convenu de commercialiser et de transporter certaines parties de la production de l'acquéreur pour une durée résiduelle de moins de cinq ans.

La production de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana est vendue surtout à des sociétés de raffinage, des sociétés de distribution locales, des sociétés de commercialisation de ressources énergétiques et des bourses électroniques. Les prix qu'Encana obtient sont fondés principalement sur les prix indiciels du marché en vigueur dans la région où le produit est vendu. Les prix sont tributaires de l'offre et de la demande régionales et mondiales ainsi que du prix des combustibles concurrents sur ces marchés.

La majeure partie de la production de gaz naturel d'Encana est vendue aux termes de contrats de livraison à court terme de moins de 12 mois, au prix courant mensuel ou quotidien du marché au moment où la production est vendue. Du gaz naturel réservé d'Encana produit à Deep Panuke est visé par un contrat de vente physique à long terme, aux prix en vigueur dans la région. La production de pétrole d'Encana est vendue aux termes de contrats à court terme et à long terme d'une durée maximale de quatre ans. Les prix qu'obtient Encana sont fondés principalement sur les prix indiciels en vigueur dans la région où le produit est vendu. La production de LGN d'Encana est vendue aux termes de contrats à court terme et à long terme d'une durée maximale de 12 ans ou de conventions d'affectation au prix courant du marché au moment où le produit est vendu.

Par ailleurs, Encana cherche à atténuer le risque de marché associé aux flux de trésorerie futurs en concluant divers contrats de gestion des risques financiers liés à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN. Les détails des contrats concernant

les diverses approches d'Encana en matière de gestion des risques financiers figurent à la note 24 des états financiers consolidés audités d'Encana, à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

La Société conclut diverses ententes contractuelles en vue de vendre du gaz naturel, du pétrole et des LGN, certaines prévoyant la livraison de quantités fixes et déterminables. En date du 31 décembre 2016, Encana avait l'engagement de livrer 64 000 Mpi^3 de gaz naturel et 179 kb de pétrole et de LGN pour les activités canadiennes, ainsi que 29 000 Mpi^3 de gaz naturel pour les activités américaines, pendant une durée de moins de un an. La Société n'avait aucun engagement de livrer des quantités fixes de production pendant une durée dépassant un an.

Certains engagements de livraison donnent lieu aux engagements financiers suivants liés au transport et au traitement :

(en millions de dollars)	1 an	2 à 3 ans	4 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Transport et traitement					
Activités canadiennes					
Gaz naturel	270	548	456	1 781	3 055
Pétrole et LGN	22	100	110	246	478
Total – activités canadiennes	292	648	566	2 027	3 533
Activités américaines					
Gaz naturel	185	448	453	484	1 570
Pétrole et LGN	31	47	37	55	170
Total – activités américaines	216	495	490	539	1 740
Total – activités canadiennes et américaines	**508**	**1 143**	**1 056**	**2 566**	**5 273**

De façon générale, Encana prévoit respecter ses engagements de livraison grâce à la production tirée des réserves prouvées développées, les engagements de livraison à long terme devant être remplis à partir des réserves prouvées non développées de la Société. Lorsque les réserves prouvées ne suffisent pas pour respecter les engagements de livraison de la Société, Encana peut effectuer des achats sur le marché au comptant. En ce qui concerne ses conventions de transport et de traitement à long terme, Encana prévoit également remplir ses engagements de livraison grâce au développement futur de ressources qui ne sont pas encore qualifiées de réserves prouvées. De même, lorsque les engagements de livraison ne sont pas transférés avec les biens dont elle se départit, Encana peut commercialiser et transporter certaines parties de la production de l'acquéreur pour satisfaire aux besoins de livraison.

Par ailleurs, mis à part les facteurs dont il est question à la rubrique 1A. Facteurs de risque du présent rapport annuel sur formulaire 10-K, la production tirée des réserves de la Société ne fait l'objet d'aucune priorité ni d'aucun contingentement pouvant avoir une incidence sur les quantités livrées aux clients d'Encana, d'aucune allocation prioritaire ou limite de prix imposée par un organisme de réglementation fédéral ou étatique, ni d'aucun autre facteur indépendant de la volonté de la Société pouvant empêcher Encana de s'acquitter de ses obligations contractuelles.

PRINCIPAUX CLIENTS

Dans le cadre de la commercialisation et de la vente de la production d'Encana ainsi que du gaz naturel et des liquides achetés pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société comptait deux clients, à savoir le groupe Royal Dutch Shell et Flint Hills Resources, qui ont représenté chacun plus de 10 % des produits des activités ordinaires consolidés d'Encana (2015 – deux clients, soit le groupe Royal Dutch Shell et Flint Hills Resources; 2014 – un client, soit BP Energy Company). Encana ne croit pas que la perte d'un client aurait un effet défavorable important sur sa situation financière ou ses résultats d'exploitation. On trouvera plus de renseignements sur les principaux clients d'Encana à la note 2 des états financiers consolidés audités d'Encana figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

CONCURRENCE

Les concurrents de la Société comprennent des sociétés pétrolières et gazières nationales, intégrées et indépendantes, de même que des négociants de pétrole et de gaz et d'autres intervenants dans d'autres secteurs qui fournissent de l'énergie et des combustibles à des clients industriels et commerciaux ainsi qu'aux particuliers. Une forte concurrence existe dans tous les volets du secteur pétrolier et gazier, de sorte qu'Encana se trouve en concurrence avec d'autres sociétés du secteur, notamment dans les domaines suivants :

- l'exploration et le développement de nouvelles sources de réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN;
- l'acquisition de réserves et de terrains;

- le transport et la commercialisation du gaz naturel, du pétrole, des LGN et des diluants;
- l'accès aux services et au matériel pour mener des activités d'exploration, de développement et d'exploitation;
- le recrutement et la fidélisation d'employés expérimentés du secteur.

Le secteur pétrolier et gazier fait également concurrence à des secteurs axés sur la fourniture de sources d'énergie de substitution aux consommateurs. Les forces concurrentielles peuvent entraîner des augmentations de coûts ou une offre excédentaire de gaz naturel, de pétrole ou de LGN.

EMPLOYÉS

Au 31 décembre 2016, Encana comptait 2 200 employés, répartis comme suit :

	Employés
Canada	1 129
États-Unis	1 071
Total	2 200

La Société retient également les services d'un certain nombre d'entrepreneurs et de fournisseurs de services.

QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES ET RÉGLEMENTAIRES

En qualité de propriétaire, de détenteur de concession ou de preneur à bail et d'exploitant d'installations et de terrains pétroliers et gaziers au Canada et aux États-Unis, la Société est assujettie à bon nombre de lois et de règlements fédéraux, provinciaux, étatiques, locaux, tribaux et étrangers en matière de pollution, de protection de l'environnement et de manipulation de matières dangereuses. Ces lois et ces règlements obligent généralement Encana à supprimer ou à corriger les effets de ses activités sur l'environnement dans ses sites d'exploitation anciens et actuels, et notamment à démanteler ses installations de production, à réparer les dommages causés par l'utilisation ou le rejet de substances précises et à exiger la suspension ou la fin des activités exercées dans les régions touchées. Le texte qui suit présente les domaines importants à l'égard desquels le gouvernement exerce un contrôle et prend des règlements qui touchent les activités d'Encana.

Activités d'exploration et de développement

Nos activités font l'objet de lois et de règlements fédéraux, tribaux, étatiques, provinciaux et locaux. Ces lois et ces règlements traitent de questions portant notamment sur ce qui suit : l'acquisition de données sismiques; l'emplacement, le forage et le tubage des puits; la conception des puits; la fracturation hydraulique; la production des puits; l'utilisation, le transport, le stockage et l'élimination des fluides et des matières accessoires aux activités pétrolières et gazières; l'utilisation de la surface et la remise en état des terrains sur lesquels des puits ont été forés et des installations ont été construites; l'obturation et l'abandon des puits; le transport de la production; ainsi que le calcul et le paiement des redevances et des taxes, notamment les taxes à la production.

Les activités de la Société sont en outre visées par des règlements sur la conservation qui réglementent notamment la taille du forage et des unités d'espacement ou des unités de contingentement; le nombre de puits pouvant être forés dans une unité; le taux de production autorisé des puits pétroliers et gaziers; et l'exploitation concertée ou l'exploitation en commun des terrains pétroliers et gaziers. De plus, les lois sur la conservation restreignent généralement l'évacuation ou le torchage du gaz naturel et imposent certaines obligations relatives à l'achat proportionnel de la production. Ces règlements limitent la quantité de pétrole et de gaz qui peut être tirée des puits de la Société ainsi que le nombre de puits ou les emplacements pouvant être forés.

Réglementation en matière d'environnement et de santé et sécurité au travail

La Société est assujettie à bon nombre de lois et de règlements fédéraux, étatiques, provinciaux, locaux et tribaux portant sur la santé et la sécurité au travail de même que sur le rejet de matières dans l'environnement et la protection de l'environnement. Les lois et les règlements sur l'environnement régissent ce qui suit :

- le déversement de polluants dans les eaux territoriales fédérales, provinciales et étatiques;
- l'évaluation de l'incidence environnementale des activités d'acquisition de données sismiques, de forage ou de construction;

- la production, le stockage, le transport et l'élimination des déchets, notamment des substances dangereuses;
- l'émission de certains gaz dans l'atmosphère;
- l'approvisionnement en eau et le rejet des eaux;
- la protection des espèces menacées et de leur habitat;
- la surveillance, l'abandon, la correction et la remise en état des puits et d'autres sites, notamment les sites d'activités passées;
- l'élaboration de plans d'intervention d'urgence et de plans d'urgence en cas de déversement;
- la santé et la sécurité des employés.

Le non-respect de ces lois et de ces règlements peut entraîner l'application de sanctions, notamment des sanctions administratives et civiles et des peines criminelles; le déclenchement d'un processus d'enquête, l'imposition de mesures de remédiation et de correction ou l'engagement de dépenses en immobilisations; des retards dans l'obtention de permis à l'égard de projets ou dans le développement ou l'agrandissement de projets; et des injonctions restreignant ou interdisant une partie ou la totalité des activités de la Société dans une région particulière. Bien que les exigences environnementales aient une incidence considérable sur le secteur de l'énergie dans son ensemble, Encana ne croit pas que ces exigences nous touchent différemment, de façon notable, comparativement à d'autres sociétés du secteur du pétrole et du gaz naturel. Pour de plus amples renseignements sur les règlements en matière de protection de l'environnement, voir la rubrique 1A. Facteurs de risque du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Les charges d'exploitation et les coûts en capital engagés pour respecter les exigences de ces lois et de ces règlements sont des frais d'entreprise nécessaires dans le secteur pétrolier et gazier. Par conséquent, Encana a établi des politiques garantissant son respect continu des lois et des règlements environnementaux. Le comité de la responsabilité d'entreprise, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration examine les politiques environnementales et fait des recommandations à cet égard au conseil d'administration aux fins d'approbation, et voit au respect des lois et des règlements imposés par les gouvernements. Des programmes de surveillance et d'information sur la performance en matière d'environnement, de santé et de sécurité dans les activités quotidiennes ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes environnementales et réglementaires. La Société a établi des procédures d'exploitation et des programmes de formation conçus pour limiter l'incidence environnementale de ses installations sur le terrain ainsi que pour avoir connaissance des modifications apportées aux lois et aux règlements, les faire connaître et les respecter. Des plans d'urgence ont été élaborés pour assurer une intervention rapide en cas d'incident environnemental, et des programmes de correction et de remise en état sont en vigueur et déployés pour réhabiliter l'environnement. En outre, le conseil d'administration est avisé de toute violation importante à cet égard et informé des tendances, des questions ou des faits nouveaux qui pourraient avoir une incidence importante sur la Société.

La Société est d'avis qu'elle respecte les dispositions importantes des règlements en vigueur sur l'environnement et sur la santé et la sécurité au travail. En outre, elle estime que le coût lié au respect continu de ces lois et de ces règlements n'aura pas d'effet défavorable important sur ses activités, sa situation financière ou ses résultats d'exploitation. De plus, Encana souscrit une assurance contre certains risques assurables en matière d'environnement et de santé et de sécurité au travail qui est conforme à l'assurance souscrite par d'autres intervenants du secteur se trouvant dans une situation similaire, mais la Société n'est pas pleinement assurée contre tous ces risques. Il est possible que des faits nouveaux, tels que de nouvelles lois et de nouveaux règlements ou l'application plus rigoureuse de lois ou de règlements en vigueur de même que des réclamations pour dommages causés aux biens ou aux personnes découlant des activités de la Société, entraînent pour la Société des frais et une responsabilité considérables. Par conséquent, Encana est incapable de prédire avec une certitude raisonnable les risques futurs liés à de telles questions.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION DE L'ÉMETTEUR INSCRIT

Les membres de la haute direction d'Encana sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Nom	Âge[1)]	N^bre^ d'année à titre de membre de la haute direction	Poste au sein de la Société
Douglas J. Suttles	56	4	Président et chef de la direction
Joanne L. Alexander	50	2	Vice-présidente directrice, chef du contentieux et secrétaire
Sherri A. Brillon	57	10	Vice-présidente directrice et chef des finances
David G. Hill	55	3	Vice-président directeur, Exploration et expansion des affaires
Michael G. McAllister	58	6	Vice-président directeur et chef de l'exploitation
Michael Williams	57	3	Vice-président directeur, Services d'entreprise
Renee E. Zemljak	52	7	Vice-présidente directrice, Commercialisation, secteur intermédiaire et données fondamentales

1) En date du 27 février 2017

M. Suttles a été nommé président et chef de la direction en juin 2013. Auparavant, soit de mars 2011 à juin 2013, il a été un homme d'affaires indépendant offrant des services de consultation dans le secteur du pétrole et du gaz et siégeant au conseil de Ceres, Inc. (société ouverte de culture énergétique) et au conseil de NEOS GeoSolutions (société fermée de géosciences). M. Suttles a également été chef de l'exploitation de BP Exploration & Production de janvier 2009 à mars 2011.

Mme Alexander a été nommée vice-présidente directrice, chef du contentieux et secrétaire en janvier 2015. Auparavant, soit d'avril 2008 à décembre 2014, elle a été vice-présidente principale, chef du contentieux et secrétaire générale de Precision Drilling Corporation (société ouverte de services pétroliers et gaziers) et, de 2007 à 2008, chef du contentieux de Marathon Oil Canada Corporation (société pétrolière et gazière).

Mme Brillon a été nommée vice-présidente directrice et chef des finances en novembre 2009. En 1985, elle s'est jointe à l'une des sociétés qu'Encana a remplacées et a occupé divers postes de direction, dont le dernier fut celui de vice-présidente directrice, Planification stratégique et gestion du portefeuille qu'elle occupait depuis janvier 2007. Mme Brillon a été administratrice de la Chambre de commerce du Canada (organisme sans but lucratif) de 2007 à 2009, administratrice de PrairieSky Royalty Ltd. (société ouverte de redevances pétrolières et gazières) d'avril 2014 à septembre 2014 et administratrice de Tim Horton's Inc. (société ouverte de restauration) de novembre 2013 à décembre 2014.

M. Hill a été nommé vice-président directeur, Exploration et expansion des affaires en novembre 2013. Il s'est joint à Encana en novembre 2002 et a occupé divers postes de direction, dont le dernier fut celui de vice-président, Économie du gaz naturel. Avant d'occuper ces postes, soit de 2000 à 2002, M. Hill était président de TICORA Geosciences (société fermée de géosciences).

M. McAllister a été nommé vice-président directeur et chef de l'exploitation en novembre 2013. En juin 2000, il s'est joint à l'une des sociétés qu'Encana a remplacées et a occupé divers postes de direction, dont le dernier fut celui de vice-président directeur et premier vice-président, Division canadienne qu'il occupait depuis février 2011. Avant de se joindre à Encana, M. McAllister a exercé diverses fonctions techniques et de direction au sein de Texaco Canada et d'Imperial Oil Resources (toutes deux des sociétés pétrolières et gazières).

M. Williams a été nommé vice-président directeur, Services d'entreprise en mars 2014. Auparavant, soit de 2011 à 2014, il a été vice-président directeur des services d'entreprise de Tervita Corporation (société fermée de services liés à l'énergie) et, de 2002 à 2011, chef de l'administration de TransAlta Corporation (société ouverte d'électricité).

Mme Zemljak a été nommée vice-présidente directrice, Commercialisation, secteur intermédiaire et données fondamentales en novembre 2009. En novembre 2000, elle s'est jointe à l'une des sociétés qu'Encana a remplacées et a occupé divers postes de direction, dont le dernier fut celui de vice-présidente de la commercialisation aux États-Unis qu'elle occupait depuis mai 2002. Avant de se joindre à Encana, Mme Zemljak a exercé diverses fonctions au sein de Montana Power (ancienne société ouverte d'électricité).

Rubrique 1A. Facteurs de risque

Tout événement découlant des facteurs de risque indiqués ci-après pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, les perspectives, la situation financière, les résultats opérationnels, les flux de trésorerie ou le cours des titres d'Encana et, dans certains cas, sur sa réputation. Lorsqu'il s'agit d'évaluer l'importance des facteurs de risque précédents, Encana prend en considération un certain nombre de facteurs qualitatifs et quantitatifs, notamment les aspects financiers, environnementaux et réglementaires associés au facteur de risque en question ainsi que les aspects liés à la sécurité, à l'exploitation et à la réputation de l'entreprise.

Une diminution substantielle ou prolongée des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN et des écarts de prix pourraient avoir un effet défavorable important sur la situation financière d'Encana.

La situation financière d'Encana et son rendement financier dépendent fortement des prix du gaz naturel, du pétrole et des LGN en vigueur. La faiblesse des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN et des écarts de prix importants aux États-Unis et au Canada auront un effet défavorable sur l'exploitation et la situation financière de la Société ainsi que sur la valeur et la quantité de ses réserves. Les prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN fluctuent en réaction à la variation de l'offre et de la demande de gaz naturel, de pétrole ou de LGN, à l'incertitude des marchés et à divers autres facteurs qui sont indépendants de la volonté de la Société.

Les prix du gaz naturel qu'obtient Encana sont surtout touchés par l'offre et la demande en Amérique du Nord, les conditions climatiques, les contraintes relatives au transport et aux infrastructures ainsi que par les prix des sources d'énergie de rechange (y compris les produits raffinés, le charbon et les initiatives concernant les sources d'énergie renouvelable). Les prix du pétrole sont largement déterminés par l'offre et la demande à l'échelle internationale et nationale. Parmi les facteurs qui ont une incidence sur les prix du pétrole, on compte les mesures de l'OPEP, la conjoncture économique mondiale, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique au Moyen-Orient et ailleurs, l'offre de pétrole à l'étranger et au pays, le prix des importations étrangères, la disponibilité de sources de combustibles de rechange, les contraintes au niveau du transport et des infrastructures et les conditions climatiques. Par le passé, les prix des LGN ont entretenu une corrélation avec les prix du pétrole et ont été déterminés en fonction de l'offre et la demande des marchés des LGN internationaux et nationaux.

Une baisse importante ou prolongée des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN pourrait entraîner un retard ou l'annulation des programmes de construction, de développement ou de forage actuels ou futurs ou la réduction ou l'interruption de la production de certains terrains ou encore la non-utilisation des engagements de transport à long terme et de forage, lesquels peuvent tous avoir une incidence défavorable sur les produits des activités ordinaires, la rentabilité et les flux de trésorerie de la Société.

Les producteurs de gaz naturel et de pétrole d'Amérique du Nord, et particulièrement au Canada, reçoivent actuellement des prix réduits pour leur production par rapport à certains prix internationaux en raison de contraintes influant sur leur capacité de transporter et de vendre cette production sur les marchés internationaux. L'incapacité d'échapper à ces contraintes peut entraîner la poursuite de la réduction des prix des marchandises que réalisent les producteurs de gaz naturel et de pétrole, y compris Encana.

Au moins une fois l'an, Encana évalue la valeur comptable de ses actifs conformément aux normes comptables applicables. Si les prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN diminuent davantage, la valeur comptable des actifs d'Encana pourrait être révisée à la baisse et les résultats nets de la Société pourraient en subir les effets.

La capacité d'Encana à exercer ses activités et à réaliser des projets dépend de facteurs indépendants de sa volonté, qui sont susceptibles d'avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière ou ses résultats d'exploitation.

La capacité de la Société à exercer ses activités, à générer des flux de trésorerie suffisants et à réaliser des projets dépend de bon nombre de facteurs indépendants de la volonté de la Société. Outre les prix des marchandises et le maintien de la demande pour ses produits, ces facteurs incontrôlables comprennent les suivants : la conjoncture et les conditions du marché, les récessions économiques et l'agitation des marchés des capitaux, la situation générale des marchés financiers, y compris l'intérêt des investisseurs à faire des placements dans le secteur pétrolier et gazier en général et dans les titres de la Société en particulier, la capacité à obtenir et à conserver un financement à coût avantageux pour remplir ses engagements, les questions d'ordre environnemental, législatif et réglementaire, la dépendance envers les partenaires et les fournisseurs de services dans le secteur, les augmentations inattendues des coûts, les redevances, les taxes et impôts, la volatilité des prix du gaz naturel, du

pétrole ou des LGN, la disponibilité du matériel de forage et d'autres types de matériel, l'accessibilité à des terrains, l'accessibilité à l'eau afin de réaliser des opérations de fracturation hydraulique, les conditions météorologiques, la disponibilité et la proximité d'une capacité de traitement et de transport par pipeline, les interruptions et les contraintes relatives au transport, les défaillances de la technologie, les accidents, la disponibilité d'une main-d'œuvre compétente et la qualité des réservoirs. En outre, certains de ces risques pourraient être exacerbés en raison de la nature concentrée du financement de certains actifs au sein du portefeuille de biens pétroliers et gaziers de la Société, qui sont exploités dans des zones géographiques restreintes. Par conséquent, plusieurs actifs de la Société pourraient être exposés aux mêmes risques et aux mêmes conditions simultanément, de sorte que ceux-ci auraient une incidence relativement plus importante sur la situation financière et les résultats opérationnels de la Société par rapport à d'autres sociétés dont le portefeuille de biens pourrait être mieux diversifié géographiquement.

La baisse des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN entraîne des défis fiscaux pour le secteur pétrolier et gazier. Ces conditions ont eu une incidence sur les sociétés du secteur pétrolier et gazier ainsi que sur les plans de dépenses et d'exploitation de la Société et pourraient continuer d'avoir une telle incidence à l'avenir. L'incertitude des marchés peut avoir des incidences commerciales inattendues, y compris la volatilité des taux de change, de l'inflation, des taux d'intérêt, des cas de défaut des fournisseurs et des volumes généraux des activités d'investissement et de consommation, ainsi que des répercussions possibles sur les notes d'évaluation du crédit de la Société, susceptibles de nuire à sa liquidité et à sa capacité d'obtenir du financement.

La Société entreprend divers projets, dont des projets d'exploration et de développement et la construction ou l'agrandissement d'installations et de pipelines. Les retards dans les projets peuvent se répercuter sur la réalisation des produits des activités ordinaires prévus, et des dépassements de coûts des projets pourraient rendre ces projets non rentables.

Toutes les activités d'Encana font l'objet de règlements et de mesures des gouvernements qui peuvent avoir un effet sur le forage, la complétion et le raccordement de puits, la production, la construction ou l'agrandissement d'installations et l'exploitation ou l'abandon de champs ou empêcher de telles activités. Les droits contractuels peuvent être annulés ou faire l'objet d'une expropriation. Les modifications de la réglementation gouvernementale pourraient avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de la Société.

Les données relatives aux réserves prouvées d'Encana ne constituent que des estimations. Des inexactitudes importantes dans l'estimation de nos réserves ou dans les hypothèses qui sous-tendent ces estimations pourraient entraîner une surévaluation ou une sous-évaluation des quantités et de la valeur actualisée nette de nos réserves.

Plusieurs incertitudes entrent en jeu au moment d'estimer les quantités des réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN, notamment de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la Société. Les données sur les réserves figurant dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K et dans les autres données relatives aux réserves et aux ressources publiées ne constituent que des estimations. En général, les estimations des réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN récupérables de façon économique et les flux de trésorerie nets futurs en provenant sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables, comme les prix des marchandises, les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations futures, l'offre de capitaux à l'avenir, la production passée des terrains et les effets présumés de la réglementation par les organismes gouvernementaux, y compris en ce qui concerne les versements de redevances, et hypothèses et facteurs peuvent tous varier considérablement par rapport aux résultats réels. Toutes ces estimations comportent un certain degré d'incertitude, et la classification des réserves et des ressources n'est qu'une tentative pour définir ce degré d'incertitude.

Pour ces raisons, les estimations des réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN récupérables de façon économique provenant d'un groupe de terrains donné, la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs prévus qui en découlent établies par divers ingénieurs, ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier considérablement. La production, les produits des activités ordinaires, les taxes et impôts ainsi que les dépenses d'exploitation et de développement actuels d'Encana à l'égard de ses réserves peuvent fluctuer par rapport à ces estimations, et les écarts peuvent être importants. Les estimations à l'égard des réserves pouvant être développées et exploitées à l'avenir sont souvent calculées en fonction du volume et en faisant un rapprochement avec d'autres types de réserves similaires, plutôt qu'en fonction des antécédents de production réelle. Les estimations faites à partir de ces méthodes sont généralement moins fiables que celles qui utilisent les antécédents de production réelle. L'évaluation subséquente des mêmes réserves en fonction des antécédents de production donnera lieu à des écarts, lesquels pourront être importants, par rapport aux réserves estimatives.

Les estimations des réserves figurant dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K ont été établies en conformité avec la réglementation de la SEC, qui exige, sauf dans certains cas d'exception, que les réserves prouvées non développées ne soient

classées dans les réserves prouvées que si les puits connexes doivent être forés dans les cinq années suivant la date de comptabilisation initiale de ces réserves. Les réserves pouvant être développées et exploitées dans l'avenir se fondent sur certaines attentes et hypothèses, notamment la répartition des capitaux, qui sont sujettes à changement. Les réserves prouvées non développées peuvent être reclassées dans les réserves non prouvées s'il se produit des retards dans leur développement, si des projets deviennent non rentables en raison de l'augmentation des coûts de forage ou si le recul des prix des marchandises entraîne une diminution des produits des activités ordinaires nets futurs.

Les prix des marchandises utilisés pour établir l'estimation des réserves figurant dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K correspondent à la moyenne des prix du pétrole et du gaz naturel au cours de la période de 12 mois prenant fin durant la période de déclaration courante, calculée comme étant la moyenne arithmétique non pondérée des prix le premier jour de chaque mois de la période de 12 mois. D'importantes fluctuations des prix dans l'avenir pourraient avoir une incidence importante sur la quantité et la valeur des réserves prouvées de la Société. La mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs figurant dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K ne représente pas la valeur marchande actuelle des réserves estimatives d'Encana. En outre, l'estimation de ces réserves n'inclut pas la valeur de réserves probables ou possibles qui pourraient exister, non plus que la valeur de superficies non développées non prouvées.

Si Encana ne peut acquérir ou trouver des réserves supplémentaires, sa production et ses réserves actuelles subiront une baisse importante.

La production et les réserves futures de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana et, par conséquent, ses flux de trésorerie dépendent fortement de sa capacité à développer son stock de réserves actuel et à acquérir, à découvrir ou à développer de nouvelles réserves. Si la Société ne réussit pas à accroître ses réserves après s'être livrée à des activités d'exploration, d'acquisition ou de développement, ses réserves et sa production diminueront progressivement au fur et à mesure que les réserves s'épuiseront.

Les activités d'exploration, de développement ou d'acquisition de réserves exigent des capitaux importants. De plus, une partie de la stratégie d'Encana est axée sur un nombre limité d'actifs principaux, ce qui entraîne une concentration du capital et des risques éventuels accrus. Si les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la Société sont insuffisants et que les sources de capitaux externes sont limitées, Encana pourra difficilement faire les dépenses en immobilisations requises pour maintenir et accroître ses réserves et sa production de gaz naturel, de pétrole et de LGN. En outre, il n'est pas certain qu'Encana pourra trouver et développer ou acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer la production à un coût raisonnable.

En outre, Encana fait appel au forage horizontal sur socles à partir desquels plusieurs puits peuvent être forés, à un espacement réduit entre les forages et à des techniques de complétion qui évoluent avec la pratique. Le recours à cette technologie peut accroître le risque de communication involontaire avec d'autres puits et le potentiel d'accélération des réserves actuelles ou un accroissement du facteur de récupération du réservoir. Si les travaux de forage et de complétion ne procurent pas les résultats attendus, les volumes de production pourraient être inférieurs aux prévisions.

L'entreprise de la Société est assujettie à la réglementation en matière d'environnement de tous les territoires où elle exerce des activités et toute modification de cette réglementation pourrait avoir des répercussions défavorables sur ses résultats opérationnels.

Tous les aspects des activités liées au gaz naturel, au pétrole et aux LGN sont assujettis à la réglementation en matière d'environnement en vertu de diverses lois et de divers règlements municipaux, étatiques, tribaux, territoriaux, provinciaux et fédéraux canadiens, américains et autres (collectivement, la « réglementation en matière d'environnement »).

La réglementation en matière d'environnement impose, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à l'utilisation, à la production, à la manipulation, au stockage, au transport, au traitement et à l'élimination de produits chimiques, de substances et de déchets dangereux associés à la découverte, à la production, à la distribution et au stockage des produits de la Société, dont le procédé de fracturation hydraulique des puits, la fermeture d'installations et relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. Elle impose également des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la disponibilité et à la gestion de sources d'eau fraîche, potable ou saumâtre qui sont utilisées ou dont l'utilisation est envisagée relativement aux activités d'extraction de gaz naturel et de pétrole.

Selon la réglementation en matière d'environnement, les puits, les sites d'installations et d'autres biens liés aux activités d'Encana doivent être développés, entretenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation

pertinentes. De plus, aux fins de certains types d'activités, notamment les projets d'exploration et de développement et les modifications de certains projets existants, il peut être nécessaire que des demandes de permis ou des évaluations des incidences sur l'environnement soient présentées et approuvées. Le respect de la réglementation en matière d'environnement peut se traduire par des dépenses importantes, notamment des coûts de nettoyage et des dommages découlant de biens contaminés, et le défaut de respecter la réglementation en matière d'environnement peut entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités.

Même si l'on ne prévoit pas que le coût du respect de la réglementation en matière d'environnement aura un effet défavorable important sur la situation financière ou les résultats opérationnels d'Encana, rien ne garantit que la situation ne changera pas ultérieurement, comme on l'indique plus loin.

Changement climatique – Certains gouvernements fédéraux, provinciaux et d'État ont annoncé leur intention de réglementer les gaz à effet de serre et certains autres polluants atmosphériques. À l'heure actuelle, ces gouvernements élaborent des cadres de réglementation et d'action qui devraient être annoncés. L'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'« EPA ») a présenté une série de mesures visant à lutter contre les émissions de méthane et de composés organiques volatils provenant du secteur pétrolier et gazier, y compris un nouvel objectif visant à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 pour cent par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2025. Ces réductions seront réalisées au moyen de mesures réglementaires et facultatives actuellement en cours d'élaboration. De plus, le gouvernement fédéral canadien ainsi que ceux de certaines provinces et de certains territoires, dont l'Alberta et la Colombie-Britannique, ont annoncé un cadre de travail pancanadien en matière de changements climatiques qui concorde avec le résultat atteint lors de la 21e Conférence des parties à Paris et qui inclut l'imposition d'un coût sur les émissions de carbone à l'ensemble des industries au Canada d'ici 2023. Le gouvernement de l'Alberta a présenté son plan de leadership sur le climat comportant quatre volets principaux, dont l'un consiste à cibler une réduction de 45 pour cent des émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières d'ici 2025; cette réduction sera atteinte au moyen d'une réglementation sur le remplacement d'équipement et la détection et le colmatage des fuites. L'Alberta et la Colombie-Britannique ont toutes deux mis en œuvre une taxe provinciale sur le carbone. L'Alberta a imposé une taxe sur le carbone de 20 $ CA par tonne en janvier 2017, taxe qui passera à 30 $ CA en 2018, tandis que la Colombie-Britannique a imposé une taxe sur le carbone de 30 $ CA par tonne. La Société ne prévoit pas à l'heure actuelle qu'Encana devra engager des coûts importants pour se conformer à la nouvelle réglementation en matière de climat et d'émissions de carbone; toutefois, étant donné que les programmes actuels en sont aux premières étapes de leur mise en œuvre et que d'autres programmes fédéraux et provinciaux sont en voie d'élaboration, Encana ne saurait prédire quelle sera l'ampleur de l'incidence de la réglementation éventuelle sur ses activités. Par conséquent, il est possible que la Société connaisse dans l'avenir des augmentations de ses coûts d'exploitation afin de se conformer à la législation en matière d'émissions.

Fracturation hydraulique – Aux États-Unis et au Canada, les gouvernements fédéraux et certains gouvernements d'États et de provinces continuent d'examiner certains aspects des cadres scientifique, réglementaire et politique qui entourent les opérations de fracturation hydraulique. La plupart de ces gouvernements sont surtout occupés à recueillir, examiner et évaluer l'information technique concernant le procédé de fracturation hydraulique et n'ont pas donné de détails particuliers concernant des modifications importantes actuelles, proposées ou envisagées apportées au régime réglementaire de la fracturation hydraulique. Toutefois, certains groupes environnementaux et autres continuent de suggérer que des lois et des règlements fédéraux, provinciaux, territoriaux, d'État et municipaux pourraient être nécessaires pour réglementer plus étroitement le procédé de fracturation hydraulique et avancent des arguments indiquant que les techniques de fracturation hydraulique sont nuisibles pour l'eau de surface et les sources d'eau potable.

D'autre part, certains gouvernements dans les territoires où la Société n'exerce actuellement aucune activité ont envisagé ou adopté des moratoires sur la fracturation hydraulique jusqu'à ce que d'autres études puissent être réalisées et certains gouvernements ont adopté des règlements qui imposeraient des obligations d'octroi de permis, de communication et de construction de puits plus sévères à l'égard des activités de fracturation hydraulique; d'autres gouvernements envisagent l'adoption de tels règlements. Les nouvelles lois, les nouveaux règlements ou les exigences d'octroi de permis concernant la fracturation hydraulique pourraient entraîner des retards sur le plan de l'exploitation, une augmentation des coûts opérationnels ou des réclamations de la part de tiers ou de gouvernements et pourraient augmenter les coûts associés à la conformité de la Société et à l'exercice de ses activités, ainsi que réduire les quantités de gaz naturel et de pétrole que la Société sera en mesure de produire en fin de compte à partir de ses réserves. La Société reconnaît que de nouvelles initiatives populaires visant la fracturation hydraulique pourraient être lancées et/ou que des règles locales limitant ou restreignant les activités de développement pétrolières et gazières pourraient être adoptées dans l'avenir.

Ces programmes fédéraux et régionaux étant aux premières étapes de leur mise en œuvre ou en voie d'élaboration, Encana n'est pas en mesure de prédire toute l'ampleur de l'incidence des règlements éventuels sur son entreprise. Par conséquent, il

est possible que le respect de la législation sur la fracturation hydraulique entraîne une hausse des charges opérationnelles ou une réduction de la production de la Société.

Activité sismique – Certaines régions d'Amérique du Nord connaissent une augmentation de la fréquence de l'activité sismique à l'échelle locale, phénomène qui a été associé à l'exploitation pétrolière et gazière. Même si l'occurrence d'événements sismiques occasionnés par l'exploitation pétrolière et gazière est généralement très rare, on a relié ce risque à l'évacuation des eaux usées dans le sous-sol aux États-Unis et à la fracturation hydraulique dans l'Ouest canadien, ce qui a donné lieu à des projets de législation et de réglementation destinés à faire face à ces préoccupations. Ces projets risquent d'exiger une surveillance plus étroite, de restreindre l'injection de l'eau produite dans certains puits d'évacuation et/ou de modifier voire d'interdire les activités de fracturation hydraulique, ce qui pourrait entraîner des délais opérationnels, accroître les coûts de conformité ou encore avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société.

Le niveau d'endettement de la Société peut nuire à sa flexibilité financière.

Au 31 décembre 2016, la Société avait une dette à long terme totale de 4 198 M$ et aucun solde en cours sur ses facilités de crédit renouvelables. Les modalités des diverses ententes de financement de la Société, notamment les actes relatifs à ses billets de rang supérieur en circulation et ses facilités de crédit renouvelables, posent des limites à sa capacité et, dans certains cas, à la capacité de ses filiales de prendre un certain nombre de mesures qu'elles pourraient par ailleurs souhaiter prendre, y compris (i) contracter d'autres dettes, notamment en agissant à titre de caution; (ii) grever les actifs de la Société ou de ses filiales; et (iii) vendre certains actifs de la Société ou de ses filiales.

Le niveau d'endettement de la Société pourrait avoir une incidence sur ses activités :

- en faisant en sorte qu'elle doive attribuer une partie des flux de trésorerie tirés de ses activités au service de sa dette, ce qui aurait pour effet de réduire les flux de trésorerie pouvant servir à d'autres fins;
- en la rendant moins concurrentielle par rapport à des sociétés semblables qui sont moins endettées;
- en limitant sa capacité d'obtenir du financement additionnel à l'avenir pour le fonds de roulement, les dépenses en immobilisations et les acquisitions;
- en limitant sa flexibilité pour faire face à des changements au sein de son entreprise ou de son secteur d'activité ou pour réagir si de tels changements se produisent;
- en la rendant plus vulnérable dans une conjoncture et des conditions sectorielles défavorables.

La capacité de la Société d'acquitter ses dettes et le service de ses dettes dépend de son rendement futur. La conjoncture, les prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN et d'autres facteurs, notamment financiers et commerciaux, ont une incidence sur les activités et le rendement futur de la Société. Bon nombre de ces facteurs échappent à la volonté de la Société. Si elle ne peut acquitter ses obligations à même les liquidités dont elle dispose, la Société pourrait tenter de refinancer sa dette ou de rembourser celle-ci en utilisant le produit d'un appel public à l'épargne visant ses titres ou en vendant certains actifs. Rien ne garantit que la Société sera en mesure de dégager des flux de trésorerie suffisants pour payer les intérêts liés à sa dette ou que les sommes provenant d'emprunts et de financements par actions futurs ou le produit de toute vente d'actifs future pourront servir au remboursement ou au refinancement de sa dette ou qu'ils seront obtenus selon des modalités avantageuses pour la Société. Par ailleurs, les acquisitions futures pourraient réduire la trésorerie de la Société si une partie importante de son encaisse ou de sa capacité d'emprunt disponible est utilisée pour les financer, et entraîner une augmentation importante des frais d'intérêt ou de l'endettement de la Société si celle-ci contracte des dettes additionnelles pour les financer.

Les déclassements des notes de crédit attribuées à Encana pourraient augmenter le coût de ses capitaux et limiter son accès aux capitaux, aux fournisseurs ou aux contreparties.

Les agences de notation évaluent périodiquement la Société et fondent leurs notes accordées à sa dette à long terme et à court terme sur un certain nombre de facteurs. Parmi ces facteurs figurent la santé financière de la Société, ainsi que des facteurs qu'elle ne maîtrise pas entièrement, y compris la situation du secteur du pétrole et du gaz en général et la situation globale de l'économie. L'une des notes de crédit de la Société a été abaissée en deçà de la catégorie investissement. Rien ne garantit que les autres notes de crédit de la Société ne seront pas également abaissées, y compris en deçà de la catégorie investissement.

Les frais d'emprunt de la Société et sa capacité à réunir des fonds sont directement touchés par ses notes de crédit. Un déclassement pourrait faire augmenter les frais d'emprunt aux termes des facilités de crédit existantes de la Société, limiter l'accès aux marchés privé et public de financement par emprunt à court et à long terme et avoir une incidence défavorable sur le coût des capitaux de la Société. Par ailleurs, à la suite du déclassement de l'une des notes de crédit attribuées à la Société, l'accès au programme de papier commercial américain de la Société a été éliminé.

Les notes de crédit peuvent également être importantes pour les fournisseurs ou les contreparties lorsqu'ils cherchent à se livrer à certaines opérations. L'abaissement d'une ou de plusieurs des notes de crédit de la Société en deçà de la catégorie investissement pourrait obliger la Société à remettre une garantie, des lettres de crédit, des espèces ou d'autres formes de sûreté à titre de garantie financière du rendement de la Société aux termes de certains arrangements contractuels avec des contreparties chargées de la commercialisation, des contrats de construction d'installations et des fournisseurs de services relatifs aux pipelines et aux services intermédiaires. En outre, certains de ces arrangements comportent des dispositions relatives aux garanties financières qui peuvent, dans certaines circonstances, permettre aux contreparties de la Société de demander des garanties supplémentaires.

Relativement à certains contrats dérivés hors bourse et à d'autres ententes de négociation, la Société pourrait être tenue de fournir une garantie supplémentaire ou de mettre fin à des opérations avec certaines contreparties en fonction de sa note de crédit. Si l'une ou l'autre des situations précédentes devait se produire, elle pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société à exécuter certains aspects de sa stratégie commerciale, y compris les opérations de couverture, et pourrait avoir un effet défavorable important sur sa liquidité et la situation de son compte de capital.

Encana dépend d'associés pour le financement de projets de développement réalisés au moyen de coentreprises et de sociétés de personnes; l'indisponibilité de ce financement pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités et la situation financière de la Société.

Certains des projets d'Encana sont réalisés au moyen de coentreprises, de sociétés de personnes ou d'autres ententes aux termes desquelles Encana dépend de ses associés afin qu'ils financent leur quote-part prévue par contrat des dépenses en immobilisations et d'exploitation relatives à ces projets. Si ces associés n'approuvent pas ou sont incapables de financer leur quote-part de certaines dépenses en immobilisations et d'exploitation, de suspendre ou de résilier ces arrangements ou de s'acquitter par ailleurs de leurs obligations, cette incapacité peut entraîner des retards dans les projets ou Encana pourrait être tenue d'engager des frais futurs supplémentaires, des éventualités qui peuvent toutes miner la rentabilité de ces projets.

Ces associés peuvent également avoir des plans stratégiques, des objectifs et des intérêts qui ne coïncident pas avec ceux d'Encana ou qui peuvent entrer en conflit avec ceux-ci. Bien que certaines décisions opérationnelles puissent être prises uniquement à l'appréciation d'Encana en qualité d'exploitant de certains projets, les décisions stratégies et les engagements de capitaux majeurs touchant ces projets peuvent nécessiter un consensus au sein des associés. Bien qu'Encana et ses associés cherchent généralement à atteindre un consensus en ce qui concerne les décisions majeures concernant l'orientation et l'exploitation des actifs des projets, rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures d'une partie, y compris Encana, en ce qui concerne ces actifs seront comblées de façon satisfaisante ou en temps opportun. L'incapacité à combler de façon satisfaisante ces demandes ou ces attentes peut influer sur la participation d'Encana ou celle de ses associés dans l'exploitation de tels actifs ou sur le moment d'entreprendre diverses activités, ce qui pourrait nuire aux activités et aux résultats financiers d'Encana. En outre, Encana est impliquée à l'occasion dans des conflits avec ses associés et pourrait, en conséquence, être incapable de se départir d'actifs ou de participations dans certains arrangements si ces conflits ne peuvent être résolus de façon satisfaisante ou en temps opportun.

Il se pourrait qu'Encana ne réalise pas les avantages prévus ou soit exposée à des risques inconnus découlant d'acquisitions.

Encana a réalisé plusieurs acquisitions afin de renforcer sa position et d'avoir l'occasion de réaliser certains avantages, notamment des économies de coûts éventuelles. La réalisation des avantages liés aux acquisitions dépend en partie du regroupement réussi de services et de l'intégration rapide et efficace d'activités et de procédures, ainsi que de la capacité de réaliser les occasions de croissance et les synergies prévues par le regroupement des entreprises et des activités acquises. Les acquisitions pourraient également entraîner des difficultés à l'égard de l'embauche, de la formation ou du maintien en poste d'employés qualifiés chargés de gérer et d'exploiter les biens acquis.

Dans le cadre de l'acquisition de biens pétrolifères et gazéifères, la Société doit évaluer les caractéristiques des réservoirs et des infrastructures, y compris les réserves récupérables estimatives, le rendement et la production future aux termes de la courbe type, les prix des marchandises, les produits des activités ordinaires, les frais de développement et d'exploitation ainsi que la responsabilité environnementale et autre éventuelle. Ces évaluations sont inexactes et incertaines de par leur nature et, par conséquent, il se pourrait que les biens acquis n'offrent pas la production prévue, ne contiennent pas les réserves attendues et que les coûts et la responsabilité s'y rapportant soient révisés à la hausse.

Même si les biens acquis sont examinés avant la réalisation d'une acquisition, ces examens ne sont pas en mesure de relever toutes les conditions existantes ou éventuellement défavorables. Ce risque peut être accru si les biens acquis se situent dans

des zones géographiques où la Société n'a pas exercé d'activités auparavant ou dans de nouvelles formations. Les nouvelles formations ou zones comportent souvent des antécédents de production restreints ou limités, et la Société pourrait être moins en mesure de prédire les résultats du forage et de la production futurs au cours des cycles de vie des puits situés dans ces zones. En outre, il se pourrait que la Société soit incapable d'obtenir ou de réaliser des indemnités contractuelles auprès du vendeur relativement à la responsabilité née avant une acquisition donnée et qu'elle doive assumer le risque lié à la condition physique des biens dont le rendement ne répond pas à ses attentes.

La Société pourrait ne pas être en mesure de se départir de certains actifs et pourrait conserver une part de responsabilité à certains égards.

Il est possible que la Société cible certains actifs dont elle souhaite se départir, ce qui pourrait augmenter les capitaux pouvant servir à d'autres activités ou réduire la dette actuelle de la Société. Divers facteurs pourraient avoir une incidence considérable sur la capacité de la Société de se départir de ces actifs ou de réaliser des opérations annoncées, notamment le prix des marchandises, l'intérêt d'acquéreurs susceptibles d'acheter certains actifs à un prix et selon des modalités que la Société juge acceptables, l'approbation du conseil d'administration, une vérification diligente, une conjoncture du marché favorable, la cessibilité des arrangements de coentreprise, de société de personnes ou d'autre nature ainsi que l'obtention des approbations des autorités de réglementation, des bourses et de toute autre personne. Ces facteurs pourraient également réduire le produit ou la valeur revenant à Encana.

La Société peut également demeurer responsable de certains aspects d'une opération de vente. L'étendue des responsabilités conservées ou des obligations d'indemnisation pourrait être difficilement quantifiable au moment de l'opération et pourrait, au bout du compte, être considérable. De plus, certains tiers pourraient refuser de libérer la Société de tout cautionnement ou de toute autre garantie que celle-ci aurait accordée avant la vente des actifs cédés. En conséquence, après la vente de certains actifs, la Société pourrait demeurer secondairement responsable des obligations cautionnées ou garanties dans la mesure où l'acquéreur des actifs omet de s'acquitter de ses obligations.

Les activités de gestion des risques d'Encana pourraient empêcher la Société de bénéficier pleinement d'augmentations des prix et l'exposer à d'autres risques.

La nature des activités de la Société entraîne une exposition aux fluctuations des prix des marchandises. La Société surveille son exposition à de telles fluctuations et, si elle le juge approprié, utilise des instruments dérivés financiers et des contrats de livraison matérielle pour atténuer l'incidence éventuelle d'une diminution des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN.

Aux termes des PCGR des États-Unis, les instruments financiers dérivés qui ne sont pas admissibles à titre de couverture, ou qui ne sont pas désignés comme couverture, à des fins comptables sont évalués à leur juste valeur, les variations résultantes étant constatées dans le résultat net de la période en cours. L'utilisation d'instruments financiers dérivés peut ainsi susciter une importante volatilité du résultat net déclaré de la Société.

Les modalités des divers contrats de gestion du risque de la Société peuvent limiter les avantages que la Société peut retirer des augmentations du prix des marchandises. La Société peut également subir une perte financière si elle n'est pas en mesure de produire du gaz naturel, du pétrole ou des LGN ou si les contreparties aux contrats de gestion du risque de la Société ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations aux termes de ces contrats, particulièrement au cours des périodes marquées par une baisse des prix des marchandises.

Les activités d'Encana peuvent être interrompues ou entraîner des pertes à la suite d'accidents. L'assurance de la Société pourrait ne pas fournir une protection adéquate contre ces risques et les obligations en découlant.

Les activités de la Société comportent les risques liés aux activités opérationnelles habituellement liés à l'exploration, au développement et à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et à l'exploitation d'installations médianes. Ces risques comprennent les éruptions, explosions, incendies et fuites de gaz, la migration de substances nocives et les déversements de liquides, la perte de contrôle de puits, les déversements en surface et les libérations incontrôlées de fluides dans le sol durant des travaux de fragmentation hydraulique ou des activités similaires, les actes de vandalisme et de terrorisme, lesquels peuvent tous causer des blessures corporelles ou endommager ou détruire les puits de gaz naturel et de pétrole, les formations ou les installations de production et autres biens, le matériel et l'environnement, ainsi qu'interrompre les activités.

De plus, toutes les activités d'Encana seront exposées à tous les risques généralement liés au transport, au traitement, au stockage et à la commercialisation de gaz naturel, de pétrole, de LGN et autres produits connexes, au forage et à la

complétion de puits de gaz naturel et de pétrole, ainsi qu'à l'exploitation et au développement de terrains gazéifères et pétrolifères, y compris la rencontre de formations ou de pressions inattendues, les diminutions prématurées de pression ou de productivité dans les réservoirs, les éruptions, le matériel défectueux et autres accidents, les émanations de gaz corrosif, les flux incontrôlables de gaz naturel, de pétrole ou de fluides de puits, les mauvaises conditions climatiques, le déversement et la migration de produits chimiques dangereux, la pollution et d'autres risques liés à l'environnement.

La Société dépend de plus en plus des systèmes de technologie de l'information pour exercer ses activités quotidiennes. La Société dépend de divers systèmes de technologie de l'information pour estimer les quantités de réserves, traiter et conserver les données financières et d'exploitation, analyser l'information sismique et de forage et communiquer avec les employés et les partenaires tiers. L'accès non autorisé à ces systèmes par des employées ou des tiers pourrait entraîner de la corruption ou l'exposition à des renseignements confidentiels, fiduciaires ou exclusifs, interrompre les communications ou les activités ou compromettre les activités commerciales ou la position concurrentielle de la Société. La Société applique des contrôles techniques et des procédés qui répondent aux normes acceptées par le secteur afin de protéger ses actifs et systèmes d'information et qui sont revus par les membres de la haute direction compétents sous la supervision du conseil d'administration de la Société; toutefois, ces contrôles pourraient ne pas prévenir adéquatement les atteintes à la cybersécurité. Rien ne garantit que la Société ne subira pas de pertes associées à des atteintes à la cybersécurité dans l'avenir, et la Société pourrait devoir consacrer d'importantes ressources supplémentaires à l'examen, à l'atténuation et à la correction des vulnérabilités éventuelles.

Nous souscrivons une assurance qui couvre certains de ces risques et pertes, mais ne les couvre pas tous. La survenance d'un événement important touchant la Société contre lequel Encana n'est pas pleinement assurée pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière de la Société.

Le versement des dividendes et l'établissement de leur montant sont des décisions prises à l'appréciation du conseil d'administration de la Société en fonction de nombreux facteurs qui peuvent changer à l'occasion.

Bien que la Société compte actuellement verser des dividendes en espèces trimestriels à ses actionnaires, ces dividendes en espèces peuvent être réduits ou suspendus. Le montant des liquidités dont dispose la Société pour verser des dividendes, s'il en est, peut varier grandement d'une période à l'autre pour un certain nombre de raisons, notamment : le rendement opérationnel et financier d'Encana, les fluctuations des coûts de production du gaz naturel, du pétrole et des LGN, le montant des liquidités requises ou mises de côté aux fins du service ou du remboursement de la dette, le montant requis pour financer les dépenses en immobilisations et les besoins de fonds de roulement, l'accès aux marchés des capitaux propres, les taux de change et les taux d'intérêt et les facteurs de risque dont il est question dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

La décision de verser ou non des dividendes et le montant de ceux-ci est prise à l'appréciation du conseil d'administration de la Société, qui évalue périodiquement les versements des dividendes proposés de la Société et les exigences des tests de solvabilité de la LCSA. De plus, le montant des dividendes par action ordinaire sera influencé par le nombre d'actions ordinaires et d'autres titres en circulation qui peuvent avoir le droit de recevoir des dividendes en espèces ou d'autres formes de paiement. Les dividendes peuvent être augmentés, réduits ou suspendus selon le succès opérationnel de la Société et le rendement de ses actifs. La valeur au marché des actions ordinaires peut diminuer si la Société n'est pas en mesure de combler les attentes au titre des dividendes à l'avenir, et la diminution pourrait être importante.

Encana n'exploite pas tous ses biens et ses actifs et a un contrôle limité sur des facteurs qui pourraient avoir une incidence défavorable sur le rendement financier de la Société.

Certaines sociétés exploitent une partie des actifs dans lesquels Encana a une participation. Ainsi, Encana pourrait n'exercer qu'une influence limitée sur l'exploitation de ces actifs ou leurs coûts connexes. Le fait qu'Encana dépende de l'exploitant et des propriétaires des autres participations directes dans ces biens et actifs et qu'elle ne puisse pas vraiment contrôler l'exploitation et les coûts connexes peut avoir des effets défavorables importants sur le rendement financier de la Société. Le succès des activités d'Encana à l'égard des actifs développés par des tiers ainsi que le moment où ces activités sont menées dépendront de divers facteurs qui sont indépendants de la volonté de la Société, notamment : le moment où les dépenses en immobilisations sont engagées et leurs montants, le moment où les dépenses d'exploitation et d'entretien sont engagées et leur montant, l'expertise et les ressources financières de l'exploitant, l'approbation des autres participants, le choix de la technologie et les pratiques en matière de gestion des risques.

Des fluctuations des taux de change pourraient avoir une incidence sur les frais ou entraîner des pertes réalisées et latentes.

Les prix mondiaux du gaz naturel et du pétrole sont fixés en dollars américains. Bien que les résultats financiers d'Encana soient consolidés en dollars canadiens, la Société présente ses résultats financiers en dollars américains. Comme Encana exerce ses activités à la fois au Canada et aux États-Unis, de nombreux frais de la Société sont engagés à l'extérieur des États-Unis et sont libellés en dollars canadiens. Les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien pourraient se répercuter sur les produits et les frais de la Société et avoir une incidence défavorable sur la situation financière et le rendement financier de la Société.

En outre, la dette à long terme de la Société est libellée en dollars américains. Les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien pourraient entraîner des pertes réalisées et latentes à l'égard de la dette à long terme libellée en dollars américains.

L'incapacité de clients et d'autres contreparties contractuelles de s'acquitter de leurs obligations envers la Société pourrait avoir une incidence défavorable importante sur celle-ci.

Encana est soumise aux risques associés au rendement des contreparties, y compris le risque de crédit et le risque associé au rendement. Encana peut subir d'importantes pertes financières si un client est en défaut de paiement aux termes de ventes de marchandises ou d'opérations sur instruments financiers dérivés. La liquidité d'Encana peut aussi être touchée si un prêteur aux termes des facilités de crédit existantes de la Société n'est pas en mesure de financer son engagement. Le risque associé au rendement peut avoir une incidence sur les activités d'Encana si ses contreparties ne lui livrent pas les produits ou les services prévus par contrat, ce qui pourrait perturber des projets ou l'efficacité de l'exploitation.

Encana a envers certaines parties des obligations d'indemnisation qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur Encana.

Encana a convenu d'indemniser de nombreuses contreparties, ou d'être indemnisée par celles-ci, à l'égard de certaines responsabilités et obligations associées à des entreprises ou à des actifs conservés ou transférés par la Société. Plus précisément, dans le contexte d'une restructuration d'entreprise en vue de scinder deux sociétés d'énergie indépendantes cotées en bourse, Encana et Cenovus Energy Inc. (« Cenovus ») ont toutes deux convenu de s'indemniser réciproquement à l'égard de certaines responsabilités et obligations associées, entre autres, dans le cas de l'indemnité d'Encana, à l'entreprise et aux actifs conservés par Encana et, dans le cas de l'indemnité de Cenovus, à l'entreprise et aux actifs transférés à Cenovus. Encana a également des obligations d'indemnisation dans le cadre de certaines activités d'acquisition et de dessaisissement qu'elle a entreprises.

Encana ne peut déterminer si elle devra indemniser certaines contreparties quant à des responsabilités importantes. De plus, Encana ne peut être certaine, si une contrepartie est tenue d'indemniser Encana et ses filiales quant à des obligations importantes, que cette contrepartie sera en mesure de respecter ces obligations. Toute réclamation d'indemnisation présentée contre Encana aux termes des conventions relatives à l'opération pourrait avoir un effet défavorable important sur Encana.

La Société peut faire l'objet de réclamations, de litiges, d'instances administratives et de mesures réglementaires qui pourraient ne pas être résolus en sa faveur.

Encana peut faire l'objet de réclamations, de litiges, d'instances administratives et de mesures réglementaires. L'issue de ces affaires peut être difficile à évaluer ou à quantifier et rien ne garantit que ces affaires seront résolues en faveur de la Société. Si Encana n'est pas en mesure de résoudre ces questions de façon favorable, elle ou ses administrateurs, dirigeants ou employés peuvent être impliqués dans des procédures judiciaires qui pourraient se traduire par une décision coûteuse ou défavorable, y compris des amendes, des pénalités, des dommages-intérêts pécuniaires ou l'incapacité de se livrer à certaines opérations. La défense à l'égard de telles affaires peut être aussi coûteuse et prendre du temps et pourrait détourner l'attention des membres de la direction et des employés clés des activités de la Société. Encana peut également faire l'objet d'une publicité défavorable associée à ces affaires, peu importe que ces allégations soient valides ou non ou que la Société soit jugée responsable en fin de compte. Par conséquent, ces affaires pourraient avoir un effet défavorable important sur la réputation, la situation financière, les résultats opérationnels ou la liquidité de la Société. Veuillez vous reporter à la rubrique 3 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Les modifications apportées à la réglementation existante applicable aux termes des lois en matière d'impôt sur le revenu, des régimes de redevances, des lois environnementales ou d'autres règlements pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités, la situation financière, les flux de trésorerie ou les résultats d'exploitation de la Société.

Les lois en matière d'impôt sur le revenu, les régimes de redevances, les lois environnementales et autres lois et règlements peuvent être modifiés à l'avenir ou interprétés d'une façon qui influe défavorablement sur la Société ou ses porteurs de titres. Les autorités fiscales ayant compétence sur la Société ou ses actionnaires pourraient modifier leurs pratiques administratives ou pourraient être en désaccord avec la façon dont la Société calcule son passif fiscal ou structure ses ententes, au détriment de la Société ou de ses porteurs de titres. Les modifications des lois et des règlements existants ou l'adoption de nouvelles lois ou de nouveaux règlements pourraient également accroître les coûts de conformité de la Société et influer défavorablement sur l'entreprise, la situation financière, les flux de trésorerie ou les résultats opérationnels de la Société.

Encana est tributaire de certains membres du personnel clés et l'incapacité de la Société à recruter et à fidéliser le personnel clé nécessaire à l'exploitation de son entreprise pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités d'Encana.

La Société est tributaire de certains membres du personnel clés pour l'expansion de son entreprise. L'expérience, les connaissances et l'apport des membres de l'équipe de direction et des administrateurs existants de la Société aux activités immédiates et à court terme et à l'orientation de la Société continueront vraisemblablement d'être d'une importance fondamentale dans un avenir prévisible. Ainsi, la perte imprévue des services de ces membres du personnel clés ou leur départ à la retraite pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société. En outre, la concurrence pour recruter du personnel compétent dans le secteur du pétrole et du gaz signifie que rien ne garantit que la Société sera en mesure de recruter et de fidéliser le personnel doté des compétences spécialisées requises dont elle a besoin.

Rubrique 1B. Points soulevés par le personnel et demeurés sans réponse

Aucun

Rubrique 3. Poursuites

Encana est partie à diverses poursuites et actions en justice intentées dans le cours normal de ses activités. Même si le résultat de ces réclamations ne peut être établi avec certitude, la Société ne s'attend pas à ce que celles-ci nuisent considérablement à sa situation financière, à ses flux de trésorerie ou à ses résultats d'exploitation. Une issue défavorable pourrait avoir une incidence importante sur le résultat net consolidé de la Société pour la période durant laquelle l'issue de l'affaire peut être raisonnablement déterminée. Se reporter à la sous-rubrique « La Société peut faire l'objet de réclamations, de litiges, d'instances administratives et de mesures réglementaires qui pourraient ne pas être résolus en sa faveur. » de la rubrique 1A. « Facteurs de risque » du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Pour plus de renseignements, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés audités d'Encana qui figurent à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Rubrique 4. Information sur la sécurité dans les mines

Sans objet

PARTIE II

Rubrique 5. Marché pour la négociation des actions ordinaires de l'émetteur inscrit, questions connexes liées aux actionnaires et achats de titres de capitaux propres par l'émetteur

INFORMATION SUR LE MARCHÉ, LES ACTIONNAIRES ET LES DIVIDENDES

Information sur le marché

Les actions ordinaires d'Encana sont inscrites à la cote de la TSX et de la NYSE sous le symbole « ECA ». Le tableau qui suit donne des renseignements sur la fourchette des cours des actions ordinaires d'Encana qui ont été publiés par la TSX et la NYSE pour les périodes indiquées :

	Bourse de Toronto		Bourse de New York	
	Haut	Bas	Haut	Bas
	($ CA par action)		($ par action)	
2016				
Trimestre clos le :				
31 décembre 2016	17,70	12,03	13,40	8,96
30 septembre 2016	13,87	9,56	10,75	7,35
30 juin 2016	11,47	7,41	9,03	5,63
31 mars 2016	8,26	4,14	6,37	3,01
2015				
Trimestre clos le :				
31 décembre 2015	11,97	6,49	9,23	4,66
30 septembre 2015	13,94	7,44	11,09	5,55
30 juin 2015	17,75	13,50	14,72	10,82
31 mars 2015	17,79	13,50	14,36	10,54

Porteurs

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre limité d'actions privilégiées de catégorie A correspondant à un maximum de 20 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation au moment de l'émission. Au 17 février 2017, environ 973 millions d'actions ordinaires en circulation étaient détenues par 25 268 actionnaires inscrits, et aucune action privilégiée de catégorie A n'était en circulation.

Information sur les dividendes

En 2016, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,015 $ US par action (dividende annuel de 0,06 $ US par action). En 2015, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,07 $ US par action (dividende annuel de 0,28 $ US par action). Le versement de dividendes n'est pas garanti et le montant en espèces de tout dividende à distribuer peut changer. Le conseil d'administration décide, à sa seule appréciation, du versement d'un dividende en tenant compte de plusieurs facteurs, dont les suivants : (i) le bénéfice de la Société; (ii) les besoins financiers des activités de la Société; (iii) le respect par la Société des critères de liquidité et de solvabilité décrits dans la LCSA; et (iv) les conventions relatives à la dette de la Société qui restreignent la déclaration et le versement de dividendes. Se reporter à la sous-rubrique « La décision de verser des dividendes et le montant de ces dividendes sont laissés à l'appréciation du conseil d'administration d'Encana, dépendent de nombreux facteurs et sont susceptibles de changer à l'occasion. » de la rubrique 1A. « Facteurs de risque » du présent rapport annuel sur formulaire 10-K. La Société verse actuellement un dividende trimestriel aux actionnaires inscrits en date du 15e jour (ou du jour ouvrable précédent) du dernier mois de chaque trimestre civil, le dernier jour ouvrable du même mois étant la date de versement correspondante. Les dividendes versés sur les actions ordinaires devraient, à moins d'indication contraire, constituer des « dividendes déterminés » aux fins de l'impôt sur le revenu canadien.

TITRES POUVANT ÊTRE ÉMIS EN VERTU DE RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉS SUR DES TITRES DE CAPITAUX PROPRES

L'information concernant les titres pouvant être émis en vertu de régimes de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres est présentée dans la circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle de 2017 des actionnaires de la Société, qui est intégrée aux présentes par renvoi.

ACHATS DE TITRES DE CAPITAUX PROPRES PAR L'ÉMETTEUR ET DES MEMBRES DU MÊME GROUPE

Aucun

VENTES RÉCENTES DE TITRES DE CAPITAUX PROPRES NON INSCRITS

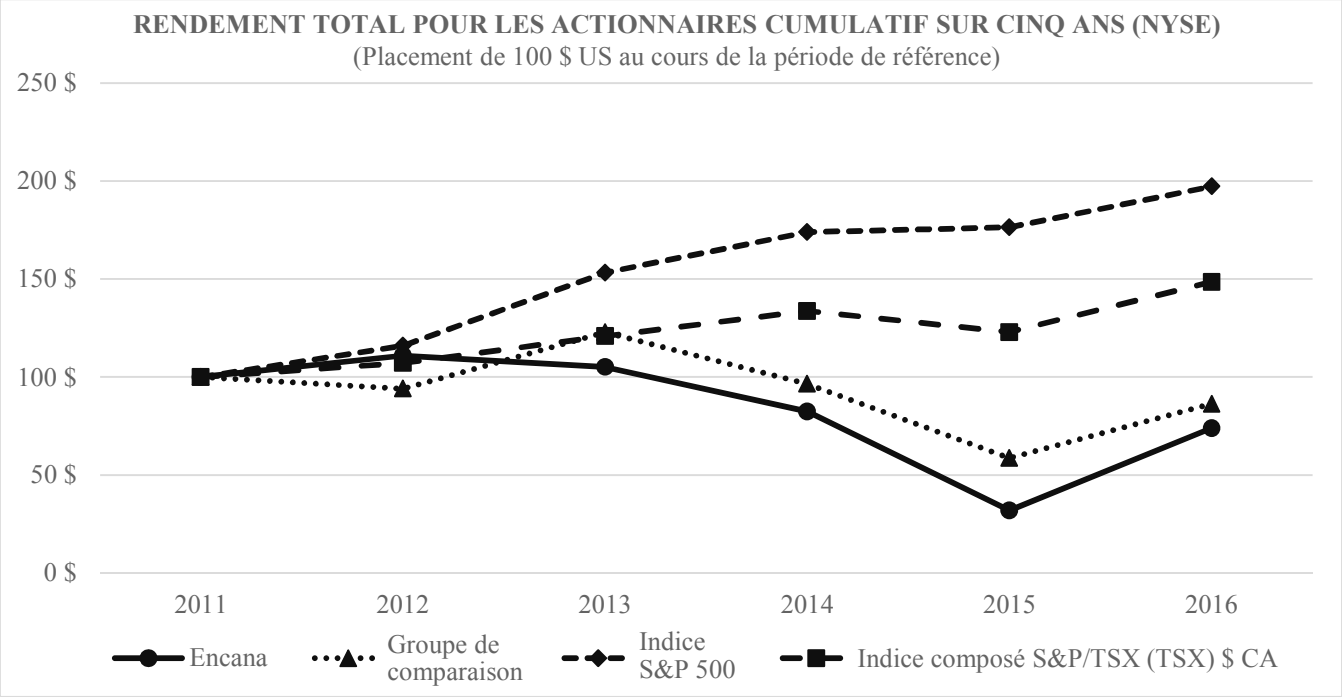
Aucune

REPRÉSENTATION GRAPHIQUE DE LA PERFORMANCE

La représentation graphique de la performance et l'information connexe ne sont pas réputées constituer un « document de sollicitation » ni ne sont réputées « déposées » auprès de la SEC, et cette information ne doit pas être intégrée par renvoi dans les documents qui seront déposés aux termes de la Securities Act of 1933*, dans sa version modifiée (la « Loi de 1933 »), ou de la Loi de 1934, sauf si la Société précise qu'elle l'intègre par renvoi.*

Le graphique qui suit présente une comparaison entre le rendement total pour les actionnaires d'Encana cumulatif sur cinq ans des actions ordinaires d'Encana et les rendements cumulatifs totaux de l'indice composé S&P/TSX et d'un groupe de 24 sociétés comparables exerçant des activités dans le même secteur que celui de la Société, au 31 décembre de chacune des années indiquées. Les sociétés qui font partie du groupe de comparaison sont les suivantes : Anadarko Petroleum Corporation; Apache Corporation; Baytex Energy Corporation; Cabot Oil & Gas Corporation; Canadian Natural Resources Limited; Chesapeake Energy Corporation; Concho Resources Inc.; Continental Resources Inc.; Crescent Point Energy Corporation; Enerplus Corporation; Devon Energy Corporation; EOG Resources Inc.; Hess Corporation; Murphy Oil Corporation; Newfield Exploration Corporation; Noble Energy Inc.; Marathon Oil Corporation; Penn West Petroleum Ltd.; Pengrowth Energy Corporation; Pioneer Natural Resources Company; Range Resources Corporation; Southwestern Energy Company; Vermillion Energy Inc.; et Whiting Petroleum Corporation. Il a été supposé pour le graphique qu'une somme de 100 $ a été investie le 31 décembre 2011 dans les actions ordinaires d'Encana, dans l'indice S&P 500, dans l'indice composé S&P/TSX et dans le groupe de comparaison et que les dividendes ont été réinvestis après le placement initial. Le graphique est présenté aux fins de comparaison du rendement passé uniquement, et il ne doit pas être considéré comme un indicateur de la performance future des actions.

Comparaison du rendement total pour les actionnaires cumulatif sur cinq ans entre Encana Corporation, l'indice S&P 500, l'indice composé S&P/TSX et un groupe de comparaison



Exercice clos le 31 décembre	2011	2012	2013	2014	2015	**2016**
Encana	100,00 $	111,00 $	105,00 $	82,00 $	32,00 $	**74,00 $**
Groupe de comparaison	100,00	94,00	123,00	97,00	59,00	**86,00**
Indice S&P 500	100,00	116,00	153,00	174,00	176,00	**197,00**
Indice composé S&P/TSX	100,00	107,00	121,00	134,00	123,00	**148,00**

Rubrique 6 : Principales informations financières

Le tableau ci-dessous présente les principales informations financières de la Société et de ses filiales consolidées pour la période de cinq ans close le 31 décembre 2016. Ces informations sont tirées des états financiers audités de la Société. Elles doivent être lues en parallèle avec la rubrique 7 et la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US, sauf indication contraire)	**2016**	2015	2014	2013	2012
Données de l'état du résultat net					
Produits des activités ordinaires	**2 918**	4 422	8 019	5 858	5 160
Pertes de valeur	**1 396**	6 473	-	21	4 695
Résultat d'exploitation	**(1 881)**	(6 301)	2 331	870	(4 415)
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs, montant net	**390**	14	3 426	7	-
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	**(944)**	(5 165)	3 392	236	(2 794)
Données par action					
Résultat net par action ordinaire, de base et dilué	**(1,07)**	(6,28)	4,58	0,32	(3,79)
Dividendes déclarés par action ordinaire	**0,06**	0,28	0,28	0,67	0,80
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation de base et dilué (en millions)	**882,6**	822,1	741,0	737,7	736,3
Données de l'état de la situation financière					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**834**	271	338	2 566	3 179
Total de l'actif [1), 2)]	**14 653**	15 614	24 492	17 599	18 599
Obligations au titre des contrats de location-acquisition et de l'immeuble de bureaux The Bow	**1 570**	1 591	1 959	2 175	1 743
Dette à long terme, y compris la partie courante [2)]	**4 198**	5 333	7 301	7 078	7 623
Total des capitaux propres	**6 126**	6 167	9 685	5 147	5 295
Données du tableau des flux de trésorerie					
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**625**	1 681	2 667	2 289	3 107
Flux de trésorerie non conformes aux PCGR[3)]	**838**	1 430	2 934	2 581	3 537
Dépenses d'investissement	**1 132**	2 232	2 526	2 712	3 476
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	**(1 052)**	(1 838)	(1 329)	(521)	(3 664)
Taux de change ($ US par $ CA)					
Moyen	**0,755**	0,782	0,905	0,971	1,000
À la clôture de l'exercice	**0,745**	0,723	0,862	0,940	1,005
Volumes de production					
Gaz naturel (Mpi^3/j)	**1 383**	1 635	2 350	2 777	2 981
Pétrole (kb/j)	**73,7**	87,0	49,4	25,8	17,6
Total pour les LGN (kb/j) [4)]	**48,4**	46,4	37,4	28,1	13,4
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j)	**122,1**	133,4	86,8	53,9	31,0
Total de la production (kbep/j)	**352,7**	405,9	478,5	516,7	527,9
Prix des marchandises, compte tenu des profits (pertes) réalisés liés à la gestion des risques					
Gaz naturel ($/kpi^3)	**2,10**	3,89	4,59	4,09	4,82
Pétrole ($/b)	**48,68**	49,68	86,03	88,19	84,06
Total pour les LGN ($/b) [4)]	**23,90**	21,66	48,09	48,95	63,37
Pétrole et LGN ($/b)	**38,85**	39,93	69,70	67,75	75,12
Total ($/bep)	**21,69**	28,81	35,21	29,05	31,62

1) Par suite de l'adoption anticipée de l'ASU 2015-17, *Balance Sheet Classification of Deferred Taxes*, la Société a reclassé les montants suivants de l'impôt différé courant à l'impôt différé non courant : 90 M$ en 2014, 3 M$ en 2013 et 49 M$ en 2012.

2) Par suite de l'adoption de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, la Société a reclassé les frais d'émission de titres d'emprunt, ce qui a donné lieu à une diminution des autres actifs et à une diminution correspondante de la dette à long terme suivantes : 30 M$ en 2015, 39 M$ en 2014, 46 M$ en 2013 et 52 M$ en 2012.

3) Les flux de trésorerie non conformes aux PCGR sont une mesure non conforme aux PCGR qui n'a pas de sens normalisé selon les PCGR des États-Unis. Cette mesure est utilisée par la direction et les investisseurs, car elle les aide à évaluer la capacité d'Encana de financer ses programmes de dépenses d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Elle ne vise pas à remplacer les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Les flux de trésorerie non conformes aux PCGR sont définis et font l'objet d'un rapprochement à la section « Mesures non conformes aux PCGR » de la rubrique 7 : Rapport de gestion.

4) Comprend les condensats des usines.

Informations financières trimestrielles supplémentaires (non auditées)

Se reporter à la note 28 des états financiers consolidés audités d'Encana figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Rubrique 7 : Rapport de gestion

Le rapport de gestion a pour but de fournir une description des activités d'Encana du point de vue de la direction. Le présent rapport de gestion doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, qui figurent à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K. Tout au long du rapport de gestion, des termes et des abréviations propres au secteur sont utilisés; ils sont définis aux sections Définitions, Conversions et Conventions du présent rapport annuel sur formulaire 10-K. Le présent rapport de gestion comprend les sections suivantes :

- Vue d'ensemble
- Résultats d'exploitation
- Situation de trésorerie et sources de financement
- Méthodes et estimations comptables
- Mesures non conformes aux PCGR

Vue d'ensemble

Stratégie

Encana est l'un des principaux producteurs d'énergie de l'Amérique du Nord et ses activités visent à mettre en valeur son portefeuille de zones de gaz naturel, de pétrole et de LGN productives couvrant de multiples bassins. La Société entend augmenter la valeur actionnariale à long terme grâce à la rigueur avec laquelle elle s'assure de réaliser une croissance rentable. Elle maintient le cap sur ses principaux objectifs commerciaux, à savoir appliquer une stratégie de répartition des dépenses d'investissement rigoureuse en investissant dans un nombre limité d'actifs essentiels, accroître les volumes de liquides à marge supérieure, optimiser la rentabilité au moyen d'efficiences opérationnelles et de réductions de coûts et préserver la vigueur de son bilan.

Pour concrétiser sa stratégie avec excellence, Encana met l'accent sur ses valeurs fondamentales : l'unité, la souplesse et la détermination. Ces valeurs incitent l'entreprise à être adaptable, proactive, résolue et motivée tout en étant décidée à exceller et à réussir avec passion en tant qu'équipe unie.

Par suite de l'examen et de l'évaluation continus que fait Encana de sa stratégie et des conditions changeantes du marché, en 2016, la Société s'est concentrée sur la croissance axée sur la qualité des projets évolutifs, qui dégagent des marges supérieures. Situés dans les meilleures zones de l'Amérique du Nord et appelés les actifs essentiels, ces projets regroupent Montney et Duvernay, au Canada, et Eagle Ford et Permian, aux États-Unis. Ces actifs de premier ordre forment un portefeuille couvrant de multiples bassins, qui permet des dépenses d'investissement souples et rentables. La Société met rapidement en application des idées et des pratiques gagnantes à l'égard de ces actifs, devenant plus efficiente à mesure qu'elle met en œuvre des améliorations techniques novatrices et durables.

Pour obtenir des renseignements additionnels sur la stratégie d'Encana, ses secteurs d'exploitation et les zones où elle exerce ses activités, se reporter aux rubriques 1 et 2 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K. Lorsqu'elle évalue ses activités, la Société passe en revue des mesures fondées sur la performance, comme les flux de trésorerie non conformes aux PCGR et la marge d'entreprise, qui sont des mesures non conformes aux PCGR et n'ont pas de sens normalisé selon les PCGR des États-Unis. Ces mesures peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs et ne devraient pas être considérées comme des substituts aux mesures présentées conformément aux PCGR des États-Unis. Pour obtenir d'autres renseignements sur ces mesures, ainsi qu'un rapprochement avec la mesure conforme aux PCGR la plus ressemblante, se reporter à la section « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Faits saillants de 2016

Encana s'est efforcée d'établir un modèle d'affaires lui permettant de s'adapter aux fluctuations des prix des marchandises. Malgré la conjoncture du marché en 2016, Encana a dégagé des résultats solides grâce à l'accent mis sur les réductions de coûts et la rentabilité des capitaux. Les prix de référence moindres en 2016 qu'en 2015 ont contribué aux diminutions de 28 % et de 8 %, respectivement, des prix moyens qu'Encana a touchés sur le gaz naturel et les liquides. Ces baisses ont donné lieu à des produits des activités ordinaires moins élevés, à des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier additionnelles et à une réduction du programme d'immobilisations d'Encana. Encana a pris des mesures pour donner de la vigueur à son bilan et accroître ses liquidités au moyen de sorties d'actifs, d'un appel public à l'épargne et de remboursements sur la dette.

Principaux faits nouveaux

- Mobilisation d'un produit brut de 1,15 G$ au moyen d'un appel public à l'épargne visant le placement de 123 050 000 actions ordinaires d'Encana. Une partie du produit a servi à rembourser les prélèvements effectués sur les facilités de crédit de la Société.
- Rationalisation du portefeuille de biens de la Société et mobilisation de fonds par la vente des actifs du bassin DJ, situés dans le nord du Colorado, et des actifs de Gordondale situés à Montney, dans le nord-ouest de l'Alberta, pour un produit d'environ 1,1 G$ après les ajustements de clôture et autres qui a servi à rembourser les prélèvements effectués sur les facilités de crédit de la Société.
- Accroissement de la vigueur du bilan au moyen de la conclusion d'offres publiques de rachat visant 489 M$ de billets de premier rang.
- Réalisation d'une restructuration afin de faire correspondre le niveau des effectifs et la structure organisationnelle avec la réduction du programme de dépenses d'investissement de la Société causée par le contexte de faiblesse des prix des marchandises. En tenant compte de l'incidence de la vente des actifs du bassin DJ, Encana a réduit son effectif d'environ 20 % en 2016.

Résultats financiers

- Comptabilisation d'une perte nette de 944 M$, compte tenu de pertes de valeur avant impôt et hors trésorerie de 1 396 M$ découlant de tests de plafonnement du coût entier, de profits de 390 M$ sur les sorties d'actifs, de pertes nettes de 261 M$ liées à la gestion des risques, d'un profit de change de 210 M$, de primes au rendement à long terme de 134 M$ et d'une réduction de valeur de 121 M$ de l'impôt différé.
- Obtention de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 625 M$ et de flux de trésorerie non conformes aux PCGR de 838 M$.
- Versement d'un dividende de 0,06 $ par action.
- Trésorerie et équivalents de trésorerie de 834 M$ et montant disponible de 4,5 G$ sur les facilités de crédit, ce qui donne des liquidités totalisant 5,3 G$ à la clôture de l'exercice.
- Réduction de la dette à long terme de 1,1 G$ par rapport à 2015 et diminution de 11 % de la charge d'intérêts sur la dette, exclusion faite d'un versement non récurrent.

Dépenses d'investissement

- Forage de puits productifs et à faible coût, donnant lieu à des activités d'investissement très rentables axées sur les actifs essentiels auxquels 97 % des dépenses ont été consacrées.
- Accent mis sur les projets à marge élevée et à cycle de vie court, ce qui a permis à la Société de réagir aux fluctuations des prix des marchandises et de réduire ses dépenses d'investissement tout en respectant la stratégie.

Production

- Volume de production moyen de gaz naturel de 1 383 Mpi^3/j et volume de production moyen de pétrole et de LGN de 122,1 kb/j, ce qui représente 65 % et 35 % du total des volumes de production, respectivement.
- Production des actifs essentiels correspondant à 72 % du total des volumes de production.

Charges d'exploitation

- Réalisation d'importantes économies de coûts grâce à des améliorations opérationnelles. Réduction des charges de transport et de traitement de 351 M$, ou 28 %, et diminution des charges d'exploitation, exclusion faite des primes au rendement à long terme, de 180 M$, ou 25 %, par rapport à 2015.
- Concrétisation d'une restructuration organisationnelle et réalisation d'efficiences ayant réduit les charges administratives de 34 M$, ou 15 %, exclusion faite de l'incidence des primes au rendement à long terme et des charges de restructuration.

Perspectives pour 2017

Perspectives du secteur

Le secteur pétrolier et gazier est cyclique, et les prix des marchandises sont volatils. En 2017, les prix du pétrole devraient refléter la dynamique de l'offre et de la demande mondiales de même que le contexte géopolitique. Une entente récente intervenue entre les membres de l'OPEP et certains pays hors OPEP visant à réduire temporairement la production de pétrole brut à compter de janvier 2017 a été favorable aux prix du pétrole, mais les avantages de cette entente pourraient être annulés par l'accroissement de la production en Amérique du Nord ou le non-respect de l'entente. Les prix du gaz naturel devraient s'améliorer en 2017, car on s'attend à un hiver plus froid qu'en 2016 ainsi qu'à des augmentations des exportations et de la demande du secteur industriel. Ces facteurs pourraient absorber l'offre excédentaire qui a fait baisser les prix à un creux record sur plusieurs années en 2015 et en 2016. Après avoir reculé en 2016, la production de gaz naturel dans les zones adjacentes aux États-Unis ne devrait pas augmenter beaucoup tant que des structures pipelinières additionnelles ne seront pas en mesure d'alléger les goulets d'étranglement dans cette région.

Perspectives de l'entreprise

Encana estime que les mesures préventives prises en 2016 et au cours des exercices précédents ont donné de la souplesse à la Société et lui permettront de continuer à dégager des résultats solides de ses actifs essentiels pendant ce cycle de prix des marchandises variable.

Encana conclut des instruments financiers dérivés sur marchandises visant une partie de ses volumes de production prévus de gaz naturel, de pétrole et de condensats afin de réduire la volatilité et de dégager des produits stables pendant les périodes où les prix baissent. Au 31 janvier 2017, le programme d'atténuation du risque lié aux prix des marchandises d'Encana couvre 70 % à 75 % du total de la production prévue.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement prévues pour 2017 devraient totaliser entre 1,6 G$ et 1,8 G$ environ et être financées à même les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 2017 et les fonds en caisse. Encana prévoit d'affecter la majorité de ses dépenses d'investissement à ses actifs essentiels dans le but d'accroître la valeur de ces zones. La plus grande part du programme d'immobilisations de 2017 devrait être consacrée à l'accroissement de la production de Permian grâce à l'augmentation du nombre d'installations de forage dans la zone, qui devrait pratiquement doubler le nombre de nouveaux puits horizontaux en service de Permian en 2017 par rapport à 2016. Les dépenses d'investissement consacrées à Montney devraient être affectées à Cutbank Ridge aussi bien qu'à Pipestone. La production de Cutbank Ridge devrait s'accélérer au second semestre de 2017 grâce à la production de deux nouvelles installations qui devraient être terminées vers la fin de 2017.

Afin d'accroître encore les possibilités économiques de ses actifs essentiels, Encana prévoit d'améliorer continuellement la performance des puits et de réduire les coûts de forage et de complétion au moyen de gains d'efficience et d'un coût des services plus bas. Sous l'effet de son programme d'immobilisations rigoureux et d'innovations constantes, la Société sera en mesure d'accroître son portefeuille d'emplacements de puits à rendement supérieur au sein de ses actifs essentiels, ce qui lui procurera la souplesse et la possibilité d'augmenter ses flux de trésorerie et ses volumes de production à l'avenir.

Production

Pour 2017, Encana s'attend à des volumes de production de gaz naturel se situant entre 1 150 et 1 200 Mpi^3/j et à des volumes de production de liquides d'environ 125,0 à 130,0 kb/j. La production tirée des actifs essentiels devrait augmenter de plus de 20 % entre le quatrième trimestre de 2016 et le quatrième trimestre de 2017. Encana prévoit aussi d'accroître sa production de liquides, qui devrait passer à plus de 40 % du total de la production au quatrième trimestre de 2017, et s'attend à ce que la production des actifs essentiels de 2017 représente la plus grande partie du total des volumes de production. La production accrue des actifs essentiels devrait se traduire par une augmentation des flux de trésorerie et des rendements concurrentiels.

Charges d'exploitation

Encana compte continuer de mettre l'accent sur la réduction des charges d'exploitation en amont, des coûts de transport et de traitement et des charges administratives au moyen d'améliorations au chapitre de l'efficience et d'un coût des services plus bas. Encana s'attend à tirer des avantages permanents des mesures d'économie de coûts mises en place et de la renégociation des contrats effectuée en 2016, les charges d'exploitation devant s'établir entre 3,75 $ et 4,25 $ le bep et les charges de transport et de traitement, entre 6,50 $ et 7,00 $ le bep. La Société considère que le niveau des effectifs actuel peut soutenir efficacement l'intensification des activités en 2017 et que les charges administratives se chiffreront entre 1,40 $ et 1,60 $ le bep. Les charges d'exploitation et charges administratives ne tiennent pas compte des primes au rendement à long terme. La charge d'intérêts devrait diminuer en raison des mesures prises en 2016 pour réduire la dette. Au cours des dernières années, l'inflation a été négligeable, mais reste une composante de l'économie nord-américaine. Le coût des services d'Encana pourrait subir des pressions inflationnistes.

Des renseignements supplémentaires sur les prévisions d'Encana pour 2017 figurent sur le site Web de la Société, à l'adresse www.encana.com.

Résultats d'exploitation

L'analyse des résultats d'exploitation d'Encana pour chacun des trois exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2016 ci-dessous doit être lue en parallèle avec les états financiers consolidés et les notes annexes figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Principales informations financières

(en millions de dollars)	**2016**	2015	2014
Produits générés par les produits	**2 443 $**	3 350 $	6 238 $
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, montant net	**(275)**	592	372
Optimisation des marchés	**647**	368	1 251
Autres	**103**	112	158
Total des produits des activités ordinaires	**2 918**	4 422	8 019
Total des charges d'exploitation [1]	**4 799**	10 723	5 688
Résultat d'exploitation	**(1 881)**	(6 301)	2 331
Total des autres (produits) charges	**(261)**	1 709	(2 298)
Résultat net avant impôt	**(1 620)**	(8 010)	4 629
Résultat net	**(944) $**	(5 165) $	3 426 $

[1] Le total des charges d'exploitation tient compte des éléments hors trésorerie comme la dotation aux amortissements et à l'épuisement, les pertes de valeur, la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les primes au rendement à long terme.

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires d'Encana proviennent essentiellement de la vente de sa production de gaz naturel, de pétrole et de LGN. Les augmentations et les diminutions des produits des activités ordinaires d'Encana, de sa rentabilité et de sa production future dépendent essentiellement des prix que la Société reçoit sur ses marchandises. Les prix sont fonction du marché, et la Société s'attend à ce que les prix futurs continuent de fluctuer en raison de facteurs indépendants de sa volonté, comme l'offre et la demande, le caractère saisonnier des activités et la conjoncture géopolitique et économique. Les prix obtenus par les activités au Canada sont étroitement liés au prix de référence AECO et à celui du pétrole léger non sulfuré d'Edmonton, sauf pour la production de Deep Panuke qui, elle, est grandement tributaire du prix de référence Algonquin City Gate en raison de la proximité de la plateforme de production en mer avec la Nouvelle-Angleterre. Les prix réalisés par les activités aux États-Unis reflètent généralement les prix de référence NYMEX et WTI. Les prix réalisés pour les LGN sont fortement influencés par les prix de référence du pétrole et la composition de la production de LGN. Le tableau ci-dessous présente les tendances récentes des prix de référence qu'Encana utilise.

Prix de référence

(moyenne de la période)	**2016**	2015	2014
Gaz naturel			
NYMEX ($/MBtu)	**2,46 $**	2,66 $	4,41 $
AECO ($ CA/kpi^3)	**2,09**	2,77	4,42
Algonquin City Gate ($/MBtu)	**3,10**	4,74	8,06
Pétrole			
WTI ($/b)	**43,32 $**	48,80 $	93,00 $
Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton ($ CA/b)	**52,98**	57,21	94,57

Volumes de production et prix réalisés

	Volumes de production [1]			Prix obtenus [2]		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Gaz naturel (Mpi³/j, $/kpi³)						
Activités au Canada	**966**	971	1 378	**1,77 $**	2,75 $	4,89 $
Activités aux États-Unis	**417**	664	972	**2,29**	2,60	4,62
Total	**1 383**	1 635	2 350	**1,93**	2,69	4,78
Pétrole (kb/j, $/b)						
Activités au Canada	**2,0**	5,6	13,6	**36,32**	43,90	82,86
Activités aux États-Unis	**71,7**	81,4	35,8	**38,67**	43,31	81,27
Total	**73,7**	87,0	49,4	**38,61**	43,35	81,71
LGN – Condensats des usines (kb/j, $/b)						
Activités au Canada	**17,6**	13,9	9,9	**40,97**	43,26	82,92
Activités aux États-Unis	**2,7**	2,9	2,1	**32,48**	37,39	76,33
Total	**20,3**	16,8	12,0	**39,84**	42,26	81,77
LGN – Autres (kb/j, $/b)						
Activités au Canada	**7,6**	8,9	13,7	**12,13**	7,13	32,14
Activités aux États-Unis	**20,5**	20,7	11,7	**12,53**	11,20	32,20
Total	**28,1**	29,6	25,4	**12,42**	9,98	32,18
Total pour les LGN (kb/j, $/b)						
Activités au Canada	**25,2**	22,8	23,6	**32,32**	29,21	53,41
Activités aux États-Unis	**23,2**	23,6	13,8	**14,86**	14,37	38,92
Total	**48,4**	46,4	37,4	**23,94**	21,66	48,09
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j, $/b)						
Activités au Canada	**27,2**	28,4	37,2	**32,61**	32,10	64,16
Activités aux États-Unis	**94,9**	105,0	49,6	**32,84**	36,80	69,54
Total	**122,1**	133,4	86,8	**32,79**	35,80	67,24
Total de la production (kbep/j, $/bep)						
Activités au Canada	**188,2**	190,2	266,9	**13,82**	18,84	34,21
Activités aux États-Unis	**164,5**	215,7	211,6	**24,78**	25,93	37,53
Total	**352,7**	405,9	478,5	**18,93**	22,61	35,67
Composition de la production (%)						
Gaz naturel	**65**	67	82			
Pétrole et LGN [3]	**35**	33	18			
Production des actifs essentiels						
Gaz naturel (Mpi³/j)	**887**	838	674			
Pétrole (kb/j)	**64,1**	66,5	26,0			
LGN – Condensats des usines (kb/j)	**19,2**	15,1	7,2			
LGN – Autres (kb/j)	**22,9**	21,3	11,1			
Total pour les LGN (kb/j)	**42,1**	36,4	18,3			
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j)	**106,2**	102,9	44,3			
Total de la production (kbep/j)	**254,2**	242,6	156,6			
Pourcentage du total de la production d'Encana	**72**	60	33			

1) Moyenne quotidienne.
2) Prix unitaires moyens, exclusion faite de l'incidence des activités liées à la gestion des risques.
3) Y compris les condensats des usines.

Dans le but de gérer la volatilité des prix des marchandises, Encana conclut des instruments financiers dérivés sur marchandises visant une partie de ses volumes de production prévus de gaz naturel, de pétrole et de LGN. Le programme d'atténuation du risque lié aux prix des marchandises de la Société réduit la volatilité à laquelle elle est exposée et contribue au maintien des produits des activités ordinaires dans les périodes où les prix sont faibles. La note 24 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant les positions de la Société sur les prix des marchandises au 31 décembre 2016.

Revenus générés par les produits

Revenus générés par les produits (en millions de dollars)	**Gaz naturel**	**Pétrole**	**LGN [1]**	**Total**
2014	**4 108 $**	**1 475 $**	**655 $**	**6 238 $**
Augmentation (diminution) causée par les éléments suivants :				
Volumes de production [2]	(1 391)	695	41	(655)
Prix de vente [2]	(1 112)	(792)	(329)	(2 233)
2015	**1 605 $**	**1 378 $**	**367 $**	**3 350 $**
Augmentation (diminution) causée par les éléments suivants :				
Volumes de production	(258)	(209)	24	(443)
Prix de vente	(369)	(128)	33	(464)
2016	**978 $**	**1 041 $**	**424 $**	**2 443 $**

[1] Y compris les condensats des usines.
[2] Les variations des volumes de production et des prix de vente ont été mises à jour pour tenir compte d'une répartition plus détaillée des produits.

Produits tirés du gaz naturel

Comparaison de 2016 et de 2015

Les produits tirés du gaz naturel ont diminué de 627 M$ par rapport à 2015 en raison surtout des facteurs suivants :

- la baisse de 0,76 $ le kpi^3, ou 28 %, du prix moyen obtenu pour le gaz naturel, qui a réduit les produits des activités ordinaires de 369 M$. Cette diminution reflète les baisses de 8 %, de 25 % et de 35 %, respectivement, des prix de référence NYMEX, AECO et Algonquin City Gate;
- la baisse du volume de production moyen de gaz naturel de 252 Mpi^3/j, qui a donné lieu à une réduction des produits des activités ordinaires de 258 M$. La réduction des volumes est essentiellement imputable à la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015 (152 Mpi^3/j) et des actifs de Gordondale (33 Mpi^3/j) et des actifs du bassin DJ (20 Mpi^3/j) au troisième trimestre de 2016 ainsi qu'aux baisses normales de rendement de Piceance (49 Mpi^3/j), de Haynesville (21 Mpi^3/j) et de Deep Panuke (16 Mpi^3/j), facteurs en partie compensés par les programmes de forage fructueux de Montney et de Duvernay (66 Mpi^3/j).

Comparaison de 2015 et de 2014

Les produits tirés du gaz naturel avaient diminué de 2 503 M$ par rapport à 2014 en raison surtout des facteurs suivants :

- la baisse du volume de production moyen de gaz naturel de 715 Mpi^3/j, qui avait donné lieu à une réduction des produits des activités ordinaires de 1 391 M$. Les volumes moindres s'expliquaient essentiellement par la vente de certains actifs de Wheatland au premier trimestre de 2015 (165 Mpi^3/j), la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014 (144 Mpi^3/j), la vente des actifs de Bighorn au troisième trimestre de 2014 (135 Mpi^3/j), les baisses normales de rendement de Haynesville (114 Mpi^3/j) et de Piceance (82 Mpi^3/j) et l'arrêt provisoire de la production à Deep Panuke par suite de la mise en œuvre d'une stratégie opérationnelle saisonnière en 2015 et d'une hausse du taux de production d'eau (104 Mpi^3/j), facteurs en partie annulés par les programmes de forage fructueux de Montney et de Duvernay (118 Mpi^3/j);
- la baisse de 2,09 $ le kpi^3, ou 44 %, du prix moyen obtenu pour le gaz naturel, qui avait réduit les produits des activités ordinaires de 1 112 M$. Cette diminution reflétait les baisses de 40 % et de 37 %, respectivement, des prix de référence NYMEX et AECO.

Produits tirés du pétrole

Comparaison de 2016 et de 2015

Les produits tirés du pétrole ont diminué de 337 M$ par rapport à 2015 en raison surtout des facteurs suivants :

- la baisse du volume de production moyen de pétrole de 13,3 kb/j, qui a donné lieu à une réduction des produits des activités ordinaires de 209 M$. Cette baisse de volume est principalement imputable aux baisses normales de rendement des autres activités en amont aux États-Unis (8,3 kb/j) et des puits de pétrole de Montney (1,8 kb/j), à une réduction du programme d'immobilisations d'Eagle Ford (4,6 kb/j) et à la vente des actifs du bassin DJ (2,1 kb/j) et de Gordondale (1,0 kb/j) au troisième trimestre de 2016, facteurs en partie contrebalancés par les bons résultats du programme de forage réalisé à Permian (5,8 kb/j);
- la baisse de 4,74 $ le baril, ou 11 %, du prix moyen obtenu pour le pétrole, qui a réduit les produits des activités ordinaires de 128 M$. Cette diminution reflète les baisses de 11 % et de 7 %, respectivement, des prix de référence du WTI et du pétrole léger non sulfuré d'Edmonton.

Comparaison de 2015 et de 2014

Les produits tirés du pétrole avaient diminué de 97 M$ par rapport à 2014 en raison surtout du facteur suivant :

- la baisse de 38,36 $ le baril, ou 47 %, du prix moyen obtenu pour le pétrole, qui avait réduit les produits des activités ordinaires de 792 M$. Cette diminution reflétait les baisses de 48 % et de 40 %, respectivement, des prix de référence du WTI et du pétrole léger non sulfuré d'Edmonton.

La baisse avait été atténuée par :

- la hausse des volumes de production moyens de pétrole de 37,6 kb/j, qui avait donné lieu à une augmentation des produits des activités ordinaires de 695 M$. Les volumes accrus s'expliquaient principalement par les acquisitions des actifs d'Eagle Ford et de Permian (24,2 kb/j) au deuxième et au quatrième trimestre de 2014, respectivement, et les programmes de forage fructueux d'Eagle Ford et de Permian (18,0 kb/j) et des autres activités en amont aux États-Unis (6,0 kb/j), qui avaient été annulés en partie par la vente des actifs de Bighorn et de la participation de la Société dans PrairieSky Royalty Ltd. (« PrairieSky ») au troisième trimestre de 2014 (4,7 kb/j), les baisses normales de rendement des activités au Canada (3,1 kb/j) et la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014 (1,5 kb/j).

Produits tirés des LGN

Comparaison de 2016 et de 2015

Les produits tirés des LGN ont augmenté de 57 M$ par rapport à 2015 en raison surtout des facteurs suivants :

- la hausse de 2,28 $ le baril, ou 11 %, des prix moyens obtenus pour les LGN, qui a fait monter les produits des activités ordinaires de 33 M$ et reflète surtout un changement dans la composition de la production de LGN vers des condensats de valeur plus élevée par rapport à 2015;
- l'augmentation des volumes de production moyens de LGN de 2,0 kb/j, qui a donné lieu à une augmentation des produits des activités ordinaires de 24 M$. L'accroissement des volumes s'explique essentiellement par les bons résultats des programmes de forage menés aux actifs essentiels (7,8 kb/j), qui ont été contrebalancés par la vente des actifs de Gordondale (2,4 kb/j) et du bassin DJ (2,1 kb/j) au troisième trimestre de 2016 et les baisses normales de rendement des autres activités en amont aux États-Unis (1,1 kb/j).

Comparaison de 2015 et de 2014

Les produits tirés des LGN avaient diminué de 288 M$ par rapport à 2014 en raison surtout du facteur suivant :

- la baisse de 26,43 $ le baril, ou 55 %, du prix moyen obtenu pour les LGN, qui avait réduit les produits des activités ordinaires de 329 M$. Cette diminution reflétait les baisses de 48 % et de 40 %, respectivement, des prix de référence du WTI et du pétrole léger non sulfuré d'Edmonton.

La baisse avait été atténuée par :

- l'augmentation des volumes de production moyens de LGN de 9,0 kb/j, qui avait donné lieu à une augmentation des produits des activités ordinaires de 41 M$. L'accroissement des volumes s'expliquait essentiellement par les bons résultats des programmes de forage menés aux actifs essentiels (12,0 kb/j) et l'acquisition des actifs de Eagle Ford (2,6 kb/j) et de Permian (4,1 kb/j) au deuxième et au quatrième trimestre de 2014, respectivement, facteurs qui avaient été annulés en partie par la vente des actifs de Bighorn (6,5 kb/j) et de la participation de la Société dans PrairieSky (1,0 kb/j) au troisième trimestre de 2014.

Profits (pertes) liés à la gestion des risques, montant net

Le tableau qui suit présente l'incidence des activités de gestion des risques d'Encana sur les produits des activités ordinaires.

(en millions de dollars, sauf les montants unitaires)	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
Profits (pertes) réalisés liés à la gestion des risques						
Prix des marchandises						
Gaz naturel ($/kpi^3)	**85 $**	718 $	(159) $	**0,17 $**	1,20 $	(0,19) $
Pétrole ($/b)	**271**	201	78	**10,07**	6,33	4,32
LGN [1] ($/b)	**-**	-	-	**(0,04)**	-	-
Autres [2]	**5**	(2)	(3)	**-**	-	-
Total ($/bep)	**361**	917	(84)	**2,76 $**	6,20 $	(0,46) $
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	**(636)**	(325)	456			
Total des profits (pertes) liés à la gestion des risques, montant net	**(275) $**	592 $	372 $			

1) Y compris les condensats des usines.
2) L'élément Autres comprend les profits et les pertes réalisés découlant d'autres contrats sur instruments dérivés auxquels aucun volume de production n'est associé.

Encana comptabilise les variations de la juste valeur de ses activités de gestion des risques à chaque période de présentation de l'information financière. Les variations de la juste valeur découlent des nouvelles positions et des règlements survenus au cours de chaque période, ainsi que de la relation entre les prix contractuels et les courbes des prix à terme correspondantes. Les profits et les pertes réalisés liés à la gestion des risques se rapportant à l'atténuation du risque lié aux prix des marchandises sont inclus dans les produits des activités ordinaires des secteurs Activités au Canada, Activités aux États-Unis et Optimisation des marchés à mesure que les contrats sont réglés en trésorerie. Les profits et les pertes latents sur les variations de la juste valeur des contrats non réglés sont inclus dans le secteur Activités non sectorielles et autres. La note 24 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant le programme d'atténuation du risque lié aux prix des marchandises de la Société.

Produits des activités ordinaires du secteur Optimisation des marchés

Les produits des activités ordinaires du secteur Optimisation des marchés ont trait à des activités qui confèrent à la Société une latitude opérationnelle et un mode de réduction des coûts sur le plan des engagements de transport, du type de produit, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

Comparaison de 2016 et de 2015

Les produits des activités ordinaires du secteur Optimisation des marchés ont augmenté de 279 M$ par rapport à 2015 en raison surtout du facteur suivant :

- la hausse des ventes de volumes achetés de tiers employés dans les activités d'optimisation (290 M$).

Comparaison de 2015 et de 2014

Les produits des activités ordinaires du secteur Optimisation des marchés avaient diminué de 883 M$ par rapport à 2014 en raison surtout du facteur suivant :

- la baisse des ventes de volumes achetés de tiers découlant des activités de sortie d'actifs de 2014 de la Société (593 M$) et du recul des prix des marchandises (290 M$).

Autres produits des activités ordinaires

Les autres produits des activités ordinaires comprennent des montants se rapportant à la sous-location de locaux pour bureaux dans l'immeuble The Bow et des produits d'intérêts dégagés de la trésorerie et des équivalents de trésorerie détenus, montants qui sont comptabilisés par le secteur Activités non sectorielles et autres, ainsi que des produits tirés du transport et du traitement auxquels aucun volume n'est associé, qui sont comptabilisés par les secteurs Activités au Canada et Activités aux États-Unis. La note 14 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant la sous-location de l'immeuble The Bow.

Charges d'exploitation

Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes

Les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes comprennent les taxes à la production et les impôts fonciers. Les taxes à la production sont généralement établies en pourcentage des produits tirés de la production de pétrole et de gaz. Les impôts fonciers sont habituellement calculés en fonction de la valeur des actifs sous-jacents.

	M$			$/bep		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Activités au Canada	**23 $**	28 $	64 $	**0,33 $**	0,41 $	0,66 $
Activités aux États-Unis	**76**	116	146	**1,27 $**	1,47 $	1,89 $
Total	**99 $**	144 $	210 $	**0,77 $**	0,97 $	1,20 $

Comparaison de 2016 et de 2015

Les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes ont diminué de 45 M$ par rapport à 2015 en raison surtout des facteurs suivants :

- la baisse des volumes de production et des prix des marchandises, principalement pour les activités aux États-Unis (23 M$), et la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015 et des actifs du bassin DJ et de Gordondale au troisième trimestre de 2016 (17 M$).

Comparaison de 2015 et de 2014

Les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes avaient diminué de 66 M$ par rapport à 2014 en raison surtout des facteurs suivants :

- la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014, de certains actifs de Wheatland au premier trimestre de 2015, des actifs de Bighorn et de la participation de la Société dans PrairieSky au troisième trimestre de 2014 (66 M$) et le recul des prix des marchandises (70 M$).

La baisse avait été atténuée par :

- l'accroissement des volumes de production de pétrole et de LGN par suite de l'acquisition des actifs d'Eagle Ford et de Permian (73 M$).

Transport et traitement

Les charges de transport et de traitement comprennent les frais de transport engagés pour acheminer les produits des emplacements de production aux points de vente, y compris les coûts de collecte, de compression, de transport par pipeline et camion et de stockage. Encana engage aussi des coûts liés à des services de traitement fournis par des tiers ou obtenus par l'intermédiaire de participations dans des installations de traitement visant à transformer la production brute en produits prêts pour la vente.

	M$			$/bep		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Activités au Canada	**576 $**	654 $	826 $	**8,35 $**	9,42 $	8,45 $
Activités aux États-Unis [1]	**260**	580	658	**4,33 $**	7,37 $	8,51 $
Transport et traitement en amont	**836**	1 234	1 484	**6,48 $**	8,33 $	8,49 $
Optimisation des marchés [1]	**87**	12	-			
Activités non sectorielles et autres	**(22)**	6	12			
Total	**901 $**	1 252 $	1 496 $			

[1] Le secteur Optimisation des marchés inclut les contrats et les engagements de transport en aval, auparavant comptabilisés par le secteur Activités aux États-Unis, qui n'ont pas été transférés lors de certaines sorties de biens de la Société.

Comparaison de 2016 et de 2015

Les charges de transport et de traitement ont diminué de 351 M$ par rapport à 2015 en raison surtout des facteurs suivants :

- la renégociation et l'expiration de certains contrats de transport (138 M$), la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015 (97 M$), la vente des actifs du bassin DJ et de Gordondale au troisième trimestre de 2016 (46 M$), le ralentissement des autres activités en amont (38 M$), les profits latents liés à la gestion des risques associés aux contrats financiers dérivés sur l'électricité (28 M$) et la diminution du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien (25 M$).

La baisse a été atténuée par :

- l'intensification des activités, surtout à Duvernay et à Permian (24 M$).

Comparaison de 2015 et de 2014

Les charges de transport et de traitement avaient diminué de 244 M$ par rapport à 2014 en raison surtout des facteurs suivants :

- la vente des actifs de Bighorn au troisième trimestre de 2014 (117 M$), la diminution du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien (111 M$), la vente de certains actifs de Wheatland au premier trimestre de 2015 (44 M$), la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014 (43 M$), la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015 (28 M$) et l'arrêt provisoire de la production à Deep Panuke par suite de la mise en œuvre d'une stratégie opérationnelle saisonnière en 2015 et d'une hausse du taux de production d'eau (21 M$).

La baisse avait été atténuée par :

- l'intensification des activités aux actifs essentiels, surtout à Montney, et l'acquisition des actifs d'Eagle Ford et de Permian au deuxième et au quatrième trimestre de 2014, respectivement (136 M$).

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation comprennent les coûts payés par Encana pour exploiter les biens pétroliers et gaziers dans lesquels la Société détient une participation directe. Ces coûts se rapportent essentiellement à la main-d'œuvre, aux frais liés aux contrats de service, aux produits chimiques et au carburant.

	M$			$/bep		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Activités au Canada	**152 $**	152 $	274 $	**2,16 $**	2,17 $	2,73 $
Activités aux États-Unis	**394**	519	326	**6,44 $**	6,55 $	4,18 $
Charges d'exploitation en amont [1]	**546**	671	600	**4,16 $**	4,50 $	3,37 $
Optimisation des marchés	**35**	33	39			
Activités non sectorielles et autres	**17**	19	28			
Total	**598 $**	723 $	667 $			

[1] Les charges d'exploitation en amont par bep de 2016 comprennent des primes au rendement à long terme de 0,29 $/bep (économie de 0,04 $/bep en 2015; coûts de 0,06 $/bep en 2014).

Comparaison de 2016 et de 2015

Les charges d'exploitation ont diminué de 125 M$ par rapport à 2015 en raison surtout des facteurs suivants :

- des mesures d'économie de coûts (101 M$), le ralentissement des activités, surtout celles des autres activités en amont (42 M$), la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015 (28 M$) et la vente des actifs du bassin DJ et de Gordondale au troisième trimestre de 2016 (23 M$).

La baisse a été atténuée par :

- l'accroissement des primes au rendement à long terme découlant de l'appréciation du cours de l'action d'Encana (55 M$). La note 21 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant les primes au rendement à long terme d'Encana.

Comparaison de 2015 et de 2014

Les charges d'exploitation avaient augmenté de 56 M$ par rapport à 2014 en raison surtout des facteurs suivants :

- l'acquisition des actifs d'Eagle Ford et de Permian au deuxième et au quatrième trimestre de 2014, respectivement, et les bons résultats des programmes de forage menés dans ces zones en 2015 (243 M$).

L'augmentation avait été atténuée par :

- la vente de certains actifs de Wheatland au premier trimestre de 2015 (56 M$), la diminution du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien (36 M$), la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014 (28 M$), la réduction des primes au rendement à long terme par suite du recul du cours de l'action d'Encana (20 M$), la vente des actifs de Bighorn au troisième trimestre de 2014 (19 M$) et le ralentissement des activités, surtout les autres activités en amont (12 M$).

Produits achetés

Les produits achetés comprennent les achats de gaz naturel, de pétrole et de LGN de tiers servant à conférer à la Société une latitude opérationnelle et un mode de réduction des coûts sur le plan des engagements de transport, du type de produit, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

	M$		
	2016	2015	2014
Optimisation des marchés	**586 $**	323 $	1 191 $

Comparaison de 2016 et de 2015

Les charges liées aux produits achetés ont augmenté de 263 M$ par rapport à 2015 en raison surtout de :

- l'accroissement des volumes achetés de tiers pour les activités d'optimisation (322 M$), en partie annulé par le recul des prix des marchandises (59 M$).

Comparaison de 2015 et de 2014

Les charges liées aux produits achetés avaient diminué de 868 M$ par rapport à 2014 en raison surtout de :

- la baisse des volumes achetés de tiers découlant des activités de sortie d'actifs de 2014 de la Société (583 M$) et du recul des prix des marchandises (285 M$).

Dotation aux amortissements et à l'épuisement

L'épuisement des biens prouvés compris dans le centre de coûts d'un pays est calculé selon le mode des unités de production en fonction des réserves prouvées comme l'explique la note 1 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K. Les taux d'épuisement sont touchés par les fluctuations des prix moyens des 12 derniers mois qui peuvent avoir une incidence sur le volume des réserves prouvées. Les pertes de valeur, les acquisitions, les sorties d'actifs et les taux de change peuvent aussi influer sur les taux d'épuisement. Des informations supplémentaires figurent à la section « Estimations comptables cruciales » du présent rapport de gestion, sous l'intitulé « Estimation des actifs et des réserves en amont ». Les actifs non sectoriels sont comptabilisés au coût et amortis selon la méthode linéaire sur la durée d'utilité estimée des actifs.

	M$			$/bep		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Activités au Canada	**260 $**	305 $	625 $	**3,77 $**	4,39 $	6,40 $
Activités aux États-Unis	**523**	1 088	992	**8,68 $**	13,66 $	12,85 $
Dotation aux amortissements et à l'épuisement en amont	**783**	1 393	1 617	**6,06 $**	9,31 $	9,25 $
Optimisation des marchés	**-**	-	4			
Activités non sectorielles et autres	**76**	95	124			
Total	**859 $**	1 488 $	1 745 $			

Comparaison de 2016 et de 2015

La dotation aux amortissements et à l'épuisement a diminué de 629 M$ par rapport à 2015 en raison surtout des facteurs suivants :

- la réduction des taux d'épuisement des activités au Canada et aux États-Unis (334 M$), le recul des volumes de production des activités aux États-Unis (245 M$) et la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien (17 M$).

Le taux d'épuisement a diminué de 3,25 $ le bep par rapport à 2015 en raison surtout des facteurs suivants :

- les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier constatées au premier semestre de 2016 pour les activités au Canada et aux États-Unis et celles comptabilisées en 2015 pour les activités aux États-Unis, la vente des actifs du bassin DJ au troisième trimestre de 2016, la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015, la vente de certains actifs de Wheatland au premier trimestre de 2015 et la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

Comparaison de 2015 et de 2014

La dotation aux amortissements et à l'épuisement avait diminué de 257 M$ par rapport à 2014 en raison surtout des facteurs suivants :

- la réduction des volumes de production (161 M$), la diminution du taux d'épuisement des activités au Canada (88 M$) et la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien (101 M$).

La baisse avait été atténuée par :

- un accroissement du taux d'épuisement (54 M$) et une hausse des volumes de production des activités aux États-Unis (30 M$).

Le taux d'épuisement avait augmenté de 0,06 $ le bep par rapport à 2014 en raison surtout du facteur suivant :

- l'acquisition des actifs d'Eagle Ford et de Permian au deuxième et au quatrième trimestre de 2014, respectivement.

L'augmentation avait été atténuée par :

- les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier constatées pendant les neuf premiers mois de 2015 pour les activités aux États-Unis, la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville et des biens de Jonah au quatrième trimestre de 2015 et au deuxième trimestre de 2014, respectivement, la vente des actifs de Bighorn et de la participation de la Société dans PrairieSky au troisième trimestre de 2014 et la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

Pertes de valeur

Selon la méthode de la capitalisation du coût entier, la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers d'Encana compris dans le centre de coûts d'un pays est soumise à un test de plafonnement du coût entier à la fin de chaque trimestre. Des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier sont constatées lorsque les coûts incorporés, déduction faite du cumul de l'épuisement et de l'impôt sur le résultat différé s'y rapportant, dépassent le total des flux de trésorerie nets estimés futurs après impôt provenant des réserves prouvées calculés à l'aide des prix moyens des 12 derniers mois et actualisés à un taux de 10 %, comme l'exige la SEC.

	M$		
	2016	2015	2014
Activités au Canada	**493 $**	- $	- $
Activités aux États-Unis	**903**	6 473	-
Total	**1 396 $**	6 473 $	- $

Les pertes figurant dans le tableau ci-dessus résultaient surtout du fléchissement des prix moyens des 12 derniers mois, qui a réduit les volumes et la valeur des réserves prouvées des activités au Canada et aux États-Unis, calculés conformément aux exigences de la SEC.

Les prix moyens des 12 derniers mois qui ont servi aux calculs effectués dans le cadre des tests de plafonnement du coût entier étaient fondés sur les prix de référence indiqués ci-dessous. Les prix de référence ont été ajustés en fonction des écarts pour le calcul des données locales comme les prix de référence, les frais et tarifs de transport, le contenu thermique et la qualité.

	Gaz naturel		**Pétrole**	
	Henry Hub ($/MBtu)	AECO ($ CA/MBtu)	WTI ($/b)	Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton ($ CA/b)
Prix moyens des 12 derniers mois pris en compte aux fins de l'établissement des réserves [1]				
2016	**2,49**	**2,17**	**42,75**	**52,21**
2015	2,58	2,69	50,28	58,82
2014	4,34	4,63	94,99	96,40

[1] Aux fins de l'estimation des réserves et des produits nets, tous les prix ont été maintenus constants.

Les pertes de valeur futures qui pourraient découler des tests de plafonnement du coût entier sont difficiles à prédire de manière raisonnable et dépendront des prix des marchandises de même que des changements qui seront apportés aux estimations des réserves, aux coûts de mise en valeur futurs, aux coûts incorporés, aux coûts des biens non prouvés et aux acquisitions. Le produit tiré des sorties d'actifs en amont est habituellement retranché des coûts incorporés et peut atténuer la probabilité que des pertes de valeur découlent des tests de plafonnement du coût entier.

La Société a calculé l'effet estimatif que pourraient avoir eu certaines variations des prix des marchandises sur les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier en fonction de la moyenne des prix le premier jour de chaque mois de la période de neuf mois close le 31 décembre 2016 et des prix des contrats à terme sur marchandises du trimestre clos le 31 mars 2017. Les prix auraient été de 47,87 $ le baril pour le WTI, de 58,65 $ CA le baril pour le pétrole léger non sulfuré d'Edmonton, de 2,92 $ le MBtu pour le gaz naturel au Henry Hub et de 2,57 $ CA le MBtu pour le gaz naturel à l'AECO. Selon ces prix estimatifs, toutes les autres variables et hypothèses étant maintenues constantes dans les tests de plafonnement du coût entier, aucune perte de valeur supplémentaire n'aurait été constatée au 31 décembre 2016 pour les activités au Canada et aux États-Unis. Étant donné les incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves prouvées, les conséquences des tests ne sont pas nécessairement décisives en ce qui concerne les plans de mise en valeur futurs d'Encana ni représentatives de ses résultats d'exploitation ou financiers.

La Société estime que les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt qui devraient être tirés des réserves prouvées et sur lesquels se fonde le calcul des tests de plafonnement du coût entier ne sont pas représentatifs de la juste valeur de marché de ses biens pétroliers et gaziers ni des flux de trésorerie futurs nets que devraient générer ces biens. Les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt ne tiennent pas compte de la juste valeur des biens non prouvés non amortis ni des réserves probables ou possibles de gaz naturel et de liquides, ni d'ailleurs des variations futures des prix des marchandises. Encana gère ses activités en utilisant des estimations de réserves et de ressources fondées sur des prix et coûts prévisionnels. D'autres renseignements sur le mode de calcul des tests de plafonnement du coût entier figurent à la rubrique « Estimations comptables cruciales » du présent rapport de gestion, sous l'intitulé « Estimation des actifs et des réserves en amont ».

Charges administratives

Les charges administratives désignent les coûts associés aux fonctions intégrées assurées par le personnel d'Encana des bureaux de Calgary et de Denver. Ces coûts comprennent essentiellement les salaires et avantages sociaux, les frais généraux de bureau, les coûts liés aux technologies de l'information, les charges de restructuration et les primes au rendement à long terme.

	2016	2015	2014
Charges administratives (M$)	**309 $**	275 $	327 $
Charges administratives ($/bep) [1]	**2,40 $**	1,86 $	1,87 $

[1] Les charges administratives par bep de 2016 comprennent des primes au rendement à long terme et des charges de restructuration de 0,93 $/bep (0,36 $/bep en 2015; 0,35 $/bep en 2014).

Comparaison de 2016 et de 2015

Les charges administratives de 2016 ont augmenté de 34 M$ par rapport à celles de 2015, principalement en raison des primes au rendement à long terme découlant de l'appréciation du cours de l'action d'Encana (99 M$), annulées en partie par la baisse des charges de restructuration (30 M$), la diminution des salaires et avantages sociaux faisant suite à la réduction de l'effectif (13 M$), la réduction des coûts liés aux bureaux (12 M$) et la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien (7 M$).

Au premier trimestre de 2016, Encana a effectué les compressions de la main-d'œuvre annoncées en février 2016 dans le but de mieux faire correspondre son effectif et sa structure organisationnelle avec la réduction de son programme de dépenses d'investissement causée par le contexte de faiblesse des prix des marchandises. Encana a engagé des charges de restructuration de 34 M$ en 2016, comparativement à 64 M$ en 2015. Exclusion faite des primes au rendement à long terme et des charges de restructuration, les charges administratives se sont chiffrées à 1,47 $ le bep en 2016 en regard de 1,50 $ le bep en 2015. La note 20 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant les charges de restructuration.

Comparaison de 2015 et de 2014

Les charges administratives de 2015 avaient diminué de 52 M$ par rapport à celles de 2014, principalement en raison de la diminution du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien (24 M$), de la baisse des salaires et avantages sociaux faisant suite à la réduction de l'effectif (18 M$) et de la diminution des primes au rendement à long terme découlant de l'affaissement du cours de l'action d'Encana (16 M$); ces facteurs avaient été en partie neutralisés par l'accroissement des charges de restructuration (8 M$).

Au deuxième trimestre de 2015, Encana a revu ses plans visant à harmoniser la structure organisationnelle avec la stratégie de la Société, ce qui a entraîné la comptabilisation de charges de restructuration de 62 M$ en 2015. Les charges de restructuration imputables à la réduction de l'effectif effectuée lors de la restructuration de 2013 se sont chiffrées à 2 M$ en 2015. Exclusion faite des primes au rendement à long terme et des charges de restructuration, les charges administratives s'étaient chiffrées à 1,50 $ le bep en 2015 en regard de 1,52 $ le bep en 2014.

Autres (produits) charges

	M$		
	2016	2015	2014
Intérêts	**397 $**	614 $	654 $
(Profits) pertes de change, montant net	**(210)**	1 082	403
(Profits) pertes sur les sorties d'actifs, montant net	**(390)**	(14)	(3 426)
Autres (profits) pertes, montant net	**(58)**	27	71
Total des autres (produits) charges	**(261) $**	1 709 $	(2 298) $

Intérêts

La charge d'intérêts comprend les intérêts sur la dette à long terme d'Encana découlant des billets non garantis libellés en dollars américains et des montants prélevés sur les facilités de crédit de la Société. Encana doit aussi payer des intérêts sur l'obligation à long terme de la Société au titre de l'immeuble de bureaux The Bow et des contrats de location-acquisition.

Comparaison de 2016 et de 2015

La charge d'intérêts de 2016 a diminué de 217 M$ par rapport à celle de 2015 en raison surtout d'un versement non récurrent de 165 M$ effectué au deuxième trimestre de 2015 après les remboursements anticipés, en avril 2015, des 700 M$ de billets à 5,90 % échéant le 1er décembre 2017 ainsi que des 750 M$ CA de billets à moyen terme à 5,80 % échéant le 18 janvier 2018 de la Société, et de la baisse des intérêts sur la dette après ces remboursements, de même que du remboursement anticipé sur la dette à long terme effectué en mars 2016, qui est exposé à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Comparaison de 2015 et de 2014

La charge d'intérêts de 2015 avait diminué de 40 M$ par rapport à celle de 2014, en particulier grâce à la baisse des intérêts sur la dette après les remboursements anticipés d'avril 2015. Elle avait aussi varié sous l'effet d'un paiement non récurrent de 165 M$ associé aux rachats d'avril 2015, alors qu'en 2014, un paiement non récurrent de 125 M$ avait été associé au remboursement anticipé des billets de premier rang repris dans le cadre de l'acquisition d'Athlon Energy Inc. (« Athlon »).

(Profits) pertes de change, montant net

Les profits et pertes de change résultent de l'incidence des fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Les rubriques 6 et 7A du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferment d'autres renseignements sur les taux de change et leurs variations.

Comparaison de 2016 et de 2015

En 2016, Encana a comptabilisé un profit de change, alors qu'une perte de change avait été inscrite en 2015, surtout en raison des pertes de change sur la conversion des titres d'emprunt en dollars américains émis depuis le Canada, comparativement à des pertes en 2015 (884 M$), et des profits sur les règlements de change comparativement à des pertes en 2015 (426 M$).

Comparaison de 2015 et de 2014

En 2015, Encana avait comptabilisé des pertes de change plus élevées sur les règlements (330 M$) et sur la conversion des titres d'emprunt en dollars américains émis depuis le Canada comparativement à 2014 (298 M$).

(Profits) pertes sur les sorties d'actifs, montant net

Les montants touchés par suite des sorties d'actifs de la Société sont retranchés des comptes de coût entier canadien et américain respectifs, sauf dans le cas des sorties donnant lieu à un écart important entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts d'un pays, auquel cas un profit ou une perte est comptabilisé. La note 4 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant les profits sur les sorties d'actifs.

2016

Les profits sur les sorties d'actifs de 2016 comprennent essentiellement un gain d'environ 394 M$ tiré de la vente des actifs de Gordondale.

2015

Les profits sur les sorties d'actifs de 2015 comprenaient essentiellement un gain d'environ 12 M$ tiré de la vente de l'immeuble de bureaux Encana Place, situé à Calgary.

2014

Les profits sur les sorties d'actifs de 2014 comprenaient essentiellement l'incidence de la vente de la participation d'Encana dans PrairieSky d'environ 2 094 M$, des actifs de Bighorn d'environ 1 014 M$ et des biens de Jonah d'environ 209 M$.

Autres (profits) pertes, montant net

Le montant net des autres (profits) pertes comprend d'autres produits et charges non récurrents, les charges de remise en état associées aux actifs mis hors service et le résultat des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

2016

En 2016, les autres profits comprennent essentiellement un profit de 89 M$ sur le remboursement anticipé de titres d'emprunt à long terme, comme il est indiqué à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion; ce profit a été en partie contré par un paiement non récurrent à un tiers se rapportant à un bien précédemment cédé de 20 M$ et les charges de remise en état associées aux actifs mis hors service de 7 M$.

2015

En 2015, les autres pertes comprenaient essentiellement des charges de remise en état de 22 M$ associées aux actifs mis hors service.

2014

En 2014, les autres pertes comprenaient essentiellement des coûts de transaction de 40 M$ associés aux acquisitions d'Athlon et d'Eagle Ford et des charges de remise en état de 27 M$ associées aux actifs mis hors service.

Impôt sur le résultat

	M$		
	2016	2015	2014
Charge (économie) d'impôt exigible	**(78) $**	(34) $	243 $
Charge (économie) d'impôt différé	**(598)**	(2 811)	960
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	**(676) $**	(2 845) $	1 203 $
Taux d'impôt effectif	**41,7 %**	35,5 %	26,0 %

Charge (économie) d'impôt sur le résultat

Comparaison de 2016 et de 2015

Le total de l'économie d'impôt a diminué de 2 169 M$ par rapport à 2015 en raison surtout du facteur suivant :

- la baisse des pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier et des profits de change.

La baisse a été atténuée par :

- une augmentation de la correction de valeur constatée au titre des actifs d'impôt différé se rapportant à des crédits pour impôt étranger aux États-Unis et à des dons de bienfaisance aux États-Unis totalisant 121 M$.

Les économies d'impôt exigible de 2016 et de 2015 résultaient essentiellement de montants comptabilisés relativement à des exercices antérieurs.

Comparaison de 2015 et de 2014

En 2015, l'économie d'impôt sur le résultat de 2015 avait totalisé 2 845 M$ comparativement à une charge de 1 203 M$ en 2014 en raison surtout des facteurs suivants :

- la baisse du résultat net avant impôt résultant essentiellement des pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier comptabilisées en 2015 et l'augmentation des profits sur les sorties d'actifs et des profits latents liés à la gestion des risques constatée en 2014.

La charge d'impôt exigible de 2014 découlait principalement de l'impôt auquel ont donné lieu les sorties d'actifs.

Taux d'impôt effectif

Le taux d'impôt effectif annuel d'Encana dépend de son résultat, de l'impôt sur le résultat des activités menées à l'étranger, de l'incidence des modifications apportées aux lois, des gains ou pertes en capital non imposables, des écarts de nature fiscale attribuables à des sorties d'actifs et à des transactions ainsi que des ventilations de l'impôt de coentreprise en excédent du financement. Les taux d'impôt effectifs de 2016 et de 2015 ont dépassé le taux d'impôt prévu par la loi au Canada, qui est de 27 %, surtout à cause de la différence entre les taux d'impôt des territoires étrangers et le taux d'impôt prévu par la loi au Canada appliqué au résultat dégagé sur des territoires étrangers.

Les interprétations, les règlements et les lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. En conséquence, certaines questions fiscales sont à l'étude. La Société estime que le montant constaté à l'égard de sa charge d'impôt est suffisant.

La note 7 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant l'impôt sur le résultat.

Situation de trésorerie et sources de financement

Sources de trésorerie

La Société dispose de la souplesse nécessaire pour accéder à des équivalents de trésorerie ainsi qu'à diverses sources de financement à des taux concurrentiels, tels des facilités de crédit bancaire renouvelables et les marchés des capitaux d'emprunt et des capitaux propres. Encana surveille de près l'accessibilité à du crédit à des conditions avantageuses et s'assure de disposer de liquidités suffisantes pour financer ses dépenses d'investissement ainsi que le versement de dividendes. De plus, la Société peut utiliser la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou le produit des sorties d'actifs et des émissions d'actions pour financer ses activités et le service de la dette. Au 31 décembre 2016, les filiales américaines détenaient 179 M$ en trésorerie et équivalents de trésorerie. La trésorerie détenue par les filiales américaines est disponible et assujettie à l'impôt sur le résultat au Canada et aux retenues d'impôt aux États-Unis, si elle est rapatriée.

La structure du capital de la Société se compose du total des capitaux propres et de la dette à long terme, y compris la partie courante. En matière de gestion du capital, la Société vise divers objectifs, notamment maintenir la souplesse financière nécessaire pour préserver son accès aux marchés financiers ainsi que sa capacité de s'acquitter de ses obligations financières et de financer sa croissance interne et des acquisitions potentielles. Encana a depuis longtemps pour pratique de gérer son capital avec rigueur et de gérer sa structure du capital de manière stratégique en apportant des ajustements à ses dépenses d'investissement, en modifiant les dividendes versés aux actionnaires, en émettant de nouvelles actions et de nouveaux titres d'emprunt ou en remboursant la dette.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2016**	2015	2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**834 $**	271 $	338 $
Facilité de crédit disponible – Encana [1]	**3 000**	2 350	1 740
Facilité de crédit disponible – filiale américaine [1]	**1 500**	1 500	1 000
Total des liquidités	**5 334**	4 121	3 078
Dette à long terme [2]	**4 198**	5 333	7 301
Total des capitaux propres	**6 126**	6 167	9 685
Ratio dette/capitaux permanents (%) [3]	**41**	46	43
Ratio dette/capitaux permanents ajustés (%) [4]	**23**	28	30

1) Collectivement, les « facilités de crédit ».
2) Les données de 2015 et de 2014 ont été retraitées par suite de l'adoption de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, comme il en est fait mention ci-dessous à la section « Activités de financement » et à la note 1 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.
3) Ratio correspondant à la dette à long terme, y compris la partie courante, divisée par les capitaux propres plus la dette à long terme, y compris la partie courante.
4) Mesure non conforme aux PCGR qui est définie à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

À l'heure actuelle, Encana se conforme à toutes les clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées par les conventions régissant les facilités de crédit et elle prévoit de continuer de s'y conformer. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés, une mesure non conforme aux PCGR définie à la section « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion, afin de s'assurer que la Société respecte la clause restrictive qui lui est imposée par les facilités de crédit et selon laquelle elle doit maintenir son ratio dette/capitaux permanents ajustés à moins de 60 %. Les définitions utilisées dans la clause restrictive exigent que les capitaux permanents soient ajustés en fonction du cumul des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui avaient été constatées au 31 décembre 2011 en lien avec l'adoption, le 1er janvier 2012, des PCGR des États-Unis. Comme l'indique le tableau ci-dessus, le ratio dette/capitaux permanents ajustés a été à la baisse au cours des trois dernières années par suite des efforts d'Encana visant à assainir son bilan en remboursant sa dette. La note 13 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant les clauses restrictives de nature financière.

Provenance et utilisation des liquidités

En 2016, Encana a surtout dégagé des liquidités des activités d'exploitation, des sorties d'actifs et d'un placement d'actions. Le produit des sorties d'actifs et une portion du produit du placement d'actions ont servi à rembourser les prélèvements effectués sur les facilités de crédit.

(en millions de dollars)	Type d'activité	**2016**	2015	2014
Sources de trésorerie et d'équivalents de trésorerie				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	Exploitation	**625 $**	1 681 $	2 667 $
Produit des sorties d'actifs	Investissement	**1 262**	1 908	4 345
Produit de la vente de la participation dans PrairieSky	Investissement	**-**	-	2 172
Produit de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle	Financement	**-**	-	1 462
Émission nette de titres d'emprunt à long terme renouvelables	Financement	**-**	-	942
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des coûts du placement	Financement	**1 129**	1 088	-
Autres	Investissement	**51**	71	321
		3 067	4 748	11 909
Utilisations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
Dépenses d'investissement	Investissement	**1 132**	2 232	2 526
Acquisitions	Investissement	**210**	70	3 016
Acquisition d'entreprise	Investissement	**-**	-	5 962
Remboursement net de titres d'emprunt à long terme renouvelables	Financement	**650**	627	-
Remboursement de titres d'emprunt à long terme	Financement	**400**	1 302	2 152
Dividendes sur les actions ordinaires	Financement	**51**	152	202
Autres	Investissement/ Financement	**66**	403	152
		2 509	4 786	14 010
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en monnaies étrangères		**5**	(29)	(127)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**563 $**	(67) $	(2 228) $

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation peuvent être grandement touchés par les fluctuations des prix des marchandises, les coûts d'exploitation et les variations des volumes de production. En 2016, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont subi les répercussions de la faiblesse des prix des marchandises. Toutefois, Encana a atténué ces répercussions en réduisant ses coûts d'exploitation en trésorerie, ses charges administratives et sa charge d'intérêts ainsi qu'en menant à bien un programme d'atténuation du risque lié aux prix des marchandises. Encana prévoit continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs. Les flux de trésorerie non conformes aux PCGR, qui se sont établis à 838 M$ en 2016, ont surtout été touchés par les éléments ayant une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Les paragraphes qui suivent et la section « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion traitent des principaux éléments ayant une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. D'autres renseignements sur les flux de trésorerie non conformes aux PCGR figurent à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Comparaison de 2016 et de 2015

En 2016, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 1 056 M$ par rapport à celles de 2015 en raison surtout des facteurs suivants :

- la baisse des profits réalisés liés à la gestion des risques inclus dans les produits des activités ordinaires (556 M$), le recul des prix des marchandises réalisés (464 M$), la réduction des volumes de production (443 M$) et les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement (449 M$).

La baisse a été atténuée par :

- la diminution des charges de transport et de traitement (351 M$), la réduction des charges d'exploitation et charges administratives, exclusion faite des primes au rendement à long terme hors trésorerie (240 M$), la baisse des intérêts sur la dette à long terme (201 M$), la diminution des taxes à la production, impôts miniers et autres taxes (45 M$) et l'augmentation de l'économie d'impôt exigible (44 M$).

Comparaison de 2015 et de 2014

En 2015, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avaient diminué de 986 M$ par rapport à celles de 2014 en raison surtout des facteurs suivants :

- le recul des prix des marchandises réalisés (2 233 M$) et la baisse des volumes de production de gaz naturel (1 391 M$).

La baisse avait été atténuée par :

- les profits réalisés liés à la gestion des risques inclus dans les produits des activités ordinaires (1 001 M$), l'accroissement des volumes de production de liquides (736 M$), une économie d'impôt exigible (277 M$), les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement (271 M$) et la baisse des charges de transport et de traitement (244 M$).

Activités d'investissement

Au cours des trois derniers exercices, les principales activités d'investissement d'Encana ont été les dépenses d'investissement, les acquisitions et les sorties d'actifs. Les dépenses d'investissement ont diminué, car Encana a concentré son portefeuille sur ses actifs essentiels et réduit son programme de dépenses d'investissement en réaction à la faiblesse des prix des marchandises. De plus, Encana a effectué certaines acquisitions importantes en 2014, qui ont stimulé les activités d'investissement de cet exercice. Les notes 2, 3 et 4 annexes aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K présentent un sommaire des dépenses d'investissement ainsi que des acquisitions et sorties d'actifs.

2016

Des flux de trésorerie nets de 29 M$ ont été affectés aux activités d'investissement en 2016, surtout par suite des dépenses d'investissement et des acquisitions, en partie compensées par le produit des sorties d'actifs. Les dépenses d'investissement de 2016 ont diminué de 1 100 M$ par rapport à celles de 2015 en raison de la réduction du programme d'immobilisations et des mesures d'économie de coûts mises en place en 2016. Les dépenses d'investissement consacrées aux actifs essentiels ont totalisé 1 094 M$, ce qui représente 97 % du total des dépenses d'investissement. Elles ont diminué de 756 M$ par rapport à 2015, surtout pour Eagle Ford (359 M$), Permian (287 M$) et Duvernay (92 M$). Les dépenses d'investissement ont été supérieures de 507 M$ aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, la différence ayant été financée à même le produit des sorties d'actifs.

En 2016, les acquisitions, qui se sont chiffrées à 210 M$, se rapportaient principalement à l'achat, pour 135 M$, des actifs de collecte de gaz naturel et de circulation d'eau de Piceance, au Colorado. Les acquisitions de 2016 comprenaient aussi l'achat de terrains et de biens présentant un potentiel élevé de pétrole et de liquides à Eagle Ford.

Les sorties d'actifs de 2016, qui se sont chiffrées à 1 262 M$, ont essentiellement donné lieu à ce qui suit :

- un produit d'environ 633 M$, après les ajustements de clôture et autres, au titre de la vente des actifs du bassin DJ, dans le nord du Colorado, qui comprennent des terrains d'environ 51 000 acres nettes;
- un produit d'environ 600 M$ CA (455 M$), après les ajustements de clôture, au titre de la vente des actifs de Gordondale, qui englobent des terrains d'environ 54 200 acres nettes et les infrastructures qui y sont rattachées et sont situés à Montney, dans le nord-ouest de l'Alberta;
- un produit d'environ 135 M$ au titre de la vente de certaines participations dans des actifs loués de gaz naturel à Piceance, au Colorado.

2015

Des flux de trésorerie nets de 665 M$ avaient été affectés aux activités d'investissement en 2015 surtout par suite des dépenses d'investissement, en partie compensées par le produit des sorties d'actifs. Les dépenses d'investissement de 2015 s'étaient établies à 2 232 M$, dont une tranche de 1 850 M$, ou 83 %, avait été consacrée aux actifs essentiels. Les dépenses d'investissement avaient été supérieures de 551 M$ aux rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, la différence ayant été financée à même le produit des sorties d'actifs.

Le tableau qui suit présente un sommaire des sorties d'actifs de 2015, qui s'étaient chiffrées à 1 908 M$.

Transaction	Emplacement	Date de clôture	Rentrées de trésorerie (en millions de dollars)
Sorties d'actifs			
Vente de certains actifs de Wheatland	Alberta	15 janvier 2015	467 $
Vente de certains actifs de collecte et de compression de gaz naturel de Montney [1]	Colombie-Britannique	31 mars 2015	355
Vente des actifs de gaz naturel de Haynesville	Louisiane	12 novembre 2015	769

[1] Les actifs ont été vendus à Veresen Midstream Limited Partnership (« VMLP »). La note 19 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant VMLP.

2014

En 2014, Encana s'affairait à la mise en œuvre de sa nouvelle stratégie sous la gouverne du nouveau chef de la direction, Doug Suttles, et avait effectué plusieurs transactions importantes qui ont eu une incidence sur les activités d'investissement. Des flux de trésorerie nets de 4 729 M$ avaient été affectés aux activités d'investissement en 2014 surtout par suite de l'acquisition des actifs d'Eagle Ford et de Permian, qui avait été principalement financée à même les fonds en caisse découlant des sorties d'actifs effectuées en 2014 et présentées dans le tableau ci-dessous.

Transaction	Emplacement	Date de clôture	Rentrées/ sorties de trésorerie (en millions de dollars)
Sorties d'actifs			
Cession de la participation d'Encana dans PrairieSky [1]	Alberta	26 septembre 2014	2 172 $
Vente des actifs de Bighorn	Alberta	30 septembre 2014	1 725
Vente des biens de Jonah	Wyoming	12 mai 2014	1 636
Vente des biens d'East Texas	Texas	19 juin 2014	495
Acquisitions			
Acquisition de biens dans la formation de schiste Eagle Ford	Texas	20 juin 2014	2 923 $
Acquisition d'Athlon Energy Inc. qui possédait des actifs dans le bassin Permian[1]	Texas	13 novembre 2014	5 962

[1] Les transactions supposaient la cession ou l'acquisition d'actions ordinaires.

Activités de financement

Au cours des trois derniers exercices, les sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement ont subi l'influence de la stratégie d'Encana visant à accroître ses liquidités et à assainir son bilan par des remboursements sur sa dette et des placements d'actions ordinaires. La Société a versé des dividendes au cours de chacun des trois derniers exercices, mais le dividende par action ordinaire a diminué en 2016.

Comparaison de 2016 et de 2015

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement en 2016 ont diminué de 1 016 M$ par rapport à ceux de 2015. Cette diminution s'explique essentiellement par la réduction des remboursements sur la dette à long terme (902 M$), annulée en partie par la baisse des versements de dividendes en trésorerie (101 M$).

Comparaison de 2015 et de 2014

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement en 2015 avaient augmenté de 1 015 M$ par rapport à ceux de 2014 surtout en raison d'un remboursement net de titres d'emprunt à long terme renouvelables en 2015 alors que de tels titres avaient été émis en 2014 (1 569 M$) et du produit de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans PrairieSky en 2014 (1 462 M$), facteurs en partie annulés par le produit de l'émission d'actions ordinaires (1 088 M$) et les remboursements moins élevés effectués sur la dette à long terme en 2015 (850 M$).

Les paragraphes qui suivent présentent en détail les transactions ayant eu une incidence sur les variations des flux de trésorerie liés aux activités de financement.

2016

La dette à long terme d'Encana totalisait 4 198 M$ au 31 décembre 2016 et ne comportait aucune partie courante. Au 31 décembre 2016, aucune portion de la dette à long terme n'arrivait à échéance avant 2019 et plus de 73 % de la dette de la Société n'était pas exigible avant 2030 et par la suite.

En mars 2016, la Société a réalisé des offres publiques de rachat (collectivement, les « offres publiques de rachat ») qui visaient certains des billets de premier rang en circulation de la Société (collectivement, les « billets »). La Société a ainsi accepté aux fins du rachat des billets d'un capital global de 489 M$. La Société a payé un montant global de 406 M$, y compris des intérêts courus et impayés de 6 M$ et une prime de rachat anticipé de 14 M$, ce qui s'est traduit par la comptabilisation d'un profit net de 89 M$ avant impôt sur les remboursements anticipés. La Société s'est servie de fonds en caisse et de prélèvements sur ses facilités de crédit pour financer les offres de rachat. La note 13 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant les offres publiques de rachat.

Au premier trimestre de 2016, la cote de crédit d'Encana a été révisée à la baisse par Moody's Investors Service, ses titres n'étant plus considérés comme de premier ordre, tandis que sa cote de crédit de première qualité a été confirmée par Standard & Poor's Ratings Services, DBRS Limited et Fitch Ratings, Inc. En raison de la divergence dans les notations, la Société n'a plus accès au programme de papier commercial américain (le « programme de PC américain »), et le coût des prélèvements à court terme sur les facilités de crédit a légèrement augmenté. La Société continue d'avoir accès à la totalité des facilités de crédit, qui demeurent engagées jusqu'en juillet 2020. Les cotes de crédit divergentes n'ont pas eu de répercussions sur la capacité de la Société à financer son exploitation, ses activités de mise en valeur ou son programme d'immobilisations.

Le 24 août 2016, Encana a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis qui lui permettent d'émettre à l'occasion jusqu'à 6,0 G$, ou l'équivalent en monnaies étrangères, de titres d'emprunt, d'actions ordinaires, d'actions privilégiées de catégorie A, de reçus de souscription, de bons de souscription, d'unités, de contrats d'achat d'actions et d'unités donnant droit à l'achat d'actions au Canada ou aux États-Unis, ou dans ces deux pays (collectivement, les « prospectus préalables de 2016 »). Le 19 septembre 2016, la Société a déposé des suppléments de prospectus aux prospectus préalables de 2016 (le « placement d'actions de 2016 ») visant le placement de 107 000 000 d'actions ordinaires d'Encana à un prix de 9,35 $ l'action ordinaire, ainsi que l'octroi d'une option de surallocation (l'« option de surallocation ») aux preneurs fermes leur donnant le droit d'acheter un maximum de 16 050 000 actions ordinaires additionnelles conformément à la convention de prise ferme. Le placement d'actions de 2016 a été mené à terme le 23 septembre 2016 pour un produit brut d'environ 1,0 G$ pour Encana. Déduction faite des honoraires des preneurs fermes et des coûts du placement d'actions de 2016, le produit net en trésorerie reçu s'est établi à environ 981 M$. L'option de surallocation a par la suite été exercée en entier, le 4 octobre 2016, pour un produit brut additionnel de quelque 150 M$, ce qui porte le produit brut global à environ 1,15 G$ (produit net en trésorerie de 1,13 G$). Au 31 décembre 2016, la Société pouvait toujours mobiliser environ 4,8 G$, ou l'équivalent en monnaies étrangères, aux termes des prospectus préalables de 2016. Toute émission est fonction de certaines exigences en matière d'admissibilité et des conditions du marché.

Au troisième trimestre de 2016, Encana a utilisé une portion du produit net du placement d'actions de 2016 et des sorties d'actifs pour rembourser les prélèvements effectués sur les facilités de crédit. Au 31 décembre 2016, l'encours des facilités de crédit de la Société était de néant.

2015

La dette à long terme d'Encana totalisait 5 333 M$ au 31 décembre 2015 et ne comportait aucune partie courante. Le solde de la dette à long terme reflète l'adoption rétrospective par Encana, le 1er janvier 2016, de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, décrite aux notes 1 et 13 annexes aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

En 2015, Encana avait instauré un programme de PC américain, lequel était pleinement étayé par ses facilités de crédit, et avait utilisé le produit de ce programme et les fonds en caisse pour rembourser l'encours des emprunts portant intérêt au TIOL, soit environ 1 277 M$. Au 31 décembre 2015, l'encours des facilités de crédit d'Encana représentait les émissions de papier commercial américain de 440 M$ et les obligations liées au capital des emprunts portant intérêt au TIOL de 210 M$.

En 2015, la Société disposait d'un prospectus préalable qui avait été déposé en juin 2014 (le « prospectus préalable de 2014 »). En mars 2015, la Société avait déposé un supplément de prospectus au prospectus préalable de 2014 (le « placement d'actions de 2015 ») et émis 98 458 975 actions ordinaires d'Encana, y compris les actions ordinaires émises aux termes d'une option de surallocation, pour un produit brut total d'environ 1,44 G$ CA (1,13 G$). Après déduction de la rémunération des preneurs fermes et des coûts associés au placement d'actions, le produit net reçu s'était chiffré à environ 1,39 G$ CA (1,09 G$). Le prospectus préalable de 2014 est arrivé à échéance en juillet 2016.

2014

La dette à long terme d'Encana totalisait 7 301 M$ au 31 décembre 2014 et ne comportait aucune partie courante. Le solde de la dette à long terme reflète l'adoption rétrospective par Encana, le 1er janvier 2016, de l'ASU 2015-03, comme il en est fait mention ci-dessus, qui a donné lieu à une diminution de 39 M$ de la dette à long terme au 31 décembre 2014.

Par suite de l'acquisition d'Athlon en novembre 2014, Encana avait repris pour 500 M$ de billets de premier rang à 7,375 % échéant le 15 avril 2021 et pour 650 M$ de billets de premier rang à 6,00 % échéant le 1er mai 2022. En décembre 2014, Encana avait réalisé le rachat de ces billets de premier rang au moyen de prélèvements sur les facilités de crédit, opération qui s'était traduite par un encours de 1 277 M$ sur les facilités de crédit au 31 décembre 2014 et reflétait les obligations liées au capital des emprunts portant intérêt au TIOL. En parallèle avec l'acquisition, Encana avait remboursé et résilié la facilité de crédit d'Athlon sur laquelle une somme de 335 M$ avait été prélevée. En 2014, Encana avait comptabilisé des prélèvements nets de 942 M$ effectués sur les facilités de crédit.

Au cours du deuxième trimestre de 2014, PrairieSky avait acquis une entreprise de redevances d'Encana ayant des actifs à Clearwater, actifs situés principalement dans le centre et le sud de l'Alberta. Ultérieurement, Encana avait procédé au premier appel public à l'épargne de PrairieSky et placé 59,8 millions d'actions ordinaires de celle-ci, ce qui avait donné lieu à un produit brut totalisant quelque 1,67 G$ CA (1,54 G$).

Au premier semestre de 2014, Encana avait effectué une offre de rachat en trésorerie et une demande de consentement visant 1,0 G$ de billets à 5,80 % échéant le 1er mai 2014 ainsi que le rachat de tous les billets non déposés dans le cadre de l'offre de rachat.

Dividendes

Encana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires au gré du conseil d'administration. Les actions ordinaires émises aux termes du placement d'actions de 2016 et du placement d'actions de 2015 ne donnaient pas droit aux dividendes qui ont été versés le 30 septembre 2016 et le 31 mars 2015, respectivement.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2016**	2015	2014
Versements de dividendes	**52 $**	225 $	207 $
Versements de dividendes ($/action)	**0,06**	0,28	0,28

En 2016, la Société a fixé son dividende annualisé à 0,06 $ par action afin de mieux harmoniser le dividende et les flux de trésorerie d'Encana et de conserver une souplesse au chapitre de l'utilisation des liquidités disponibles pouvant être investies dans le portefeuille de grande qualité de la Société.

Les dividendes versés en 2016 comprenaient 1 M$ d'actions ordinaires (73 M$ en 2015; 5 M$ en 2014) que la Société a émises au lieu de verser des dividendes en trésorerie, conformément à son régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »). Le nombre d'actions ordinaires qui ont été émises aux termes du RRD a diminué en 2016 en raison surtout du dividende par action moins élevé versé en 2016 ainsi que de l'annonce faite par Encana le 14 décembre 2015 que toute action liée à un dividende versé après le 31 décembre 2015 aux actionnaires participant au RRD serait émise sur son capital autorisé sans escompte par rapport au cours du marché moyen de ses actions ordinaires. Le nombre d'actions ordinaires qui ont été émises aux termes du RRD avait augmenté en 2015 par rapport à 2014 en raison surtout de l'annonce par Encana, le 25 février 2015, qu'à compter du dividende à verser le 31 mars 2015, toute action liée à un dividende et associée à ce régime serait émise sur son capital autorisé à un prix reflétant un escompte de 2 % par rapport au cours du marché moyen de ses actions ordinaires.

Le 15 février 2017, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,015 $ par action payable le 31 mars 2017 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2017.

Ententes hors bilan

La Société conclut parfois des ententes et des transactions hors bilan qui peuvent donner lieu à des obligations hors bilan significatives. Les principales ententes hors bilan d'Encana sont les contrats de transport et de traitement, les engagements visant des installations de forage et les contrats de location, qui figurent dans le tableau présentant les obligations contractuelles ci-dessous, ainsi que des lettres de crédit disponibles, toutes ces ententes étant habituelles dans le secteur pétrolier et gazier. Outre les éléments mentionnés ci-dessus, aucune autre transaction, entente ou relation n'a été conclue avec des entités ou des personnes exclues du périmètre de consolidation qui soit raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur les liquidités de la Société, la disponibilité de ses sources de financement ou ses besoins de financement.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles qui se rapportent à la dette à long terme, aux contrats de location-acquisition, aux passifs liés à la gestion des risques, aux obligations de mise hors service d'immobilisations et à l'immeuble de bureaux The Bow sont comptabilisées à l'état de la situation financière de la Société. Le tableau qui suit résume les obligations et les engagements de la Société au 31 décembre 2016.

	Paiements futurs prévus				
(en millions de dollars)	2017	2018 - 2019	2020 - 2021	Par la suite	Total
Dette à long terme	- $	500 $	600 $	3 111 $	**4 211 $**
Paiements d'intérêts sur la dette à long terme	267	517	470	2 757	**4 011**
Contrats de location-acquisition	59	129	136	39	**363**
Paiements d'intérêts sur les contrats de location-acquisition	39	69	50	7	**165**
Passifs liés à la gestion des risques	254	35	-	-	**289**
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations[1)]	35	114	249	1 901	**2 299**
Immeuble de bureaux The Bow	10	23	27	475	**535**
Paiements d'intérêts sur l'immeuble de bureaux The Bow	61	120	118	807	**1 106**
Obligations	725	1 507	1 650	9 097	**12 979**
Transport et traitement	508	1 143	1 056	2 566	**5 273**
Forage et services aux champs pétroliers	159	99	25	-	**283**
Contrats de location simple	25	35	6	16	**82**
Engagements [1)]	692	1 277	1 087	2 582	**5 638**
Total des obligations contractuelles	1 417 $	2 784 $	2 737 $	11 679 $	**18 617 $**
Montants recouvrés par la sous-location de l'immeuble de bureaux The Bow [1)]	(34) $	(70) $	(70) $	(632) $	**(806) $**

[1)] Montants non actualisés.

Les paiements d'intérêts sur la dette à long terme, les contrats de location-acquisition et l'immeuble de bureaux The Bow représentent des paiements en trésorerie prévus sur les obligations respectives. Les notes 13 et 14 annexes aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferment d'autres renseignements.

Les contrats de location-acquisition se rapportent à un immeuble de bureaux et à l'obligation au titre des installations de production Deep Panuke. La note 14 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements.

Les passifs liés à la gestion des risques correspondent à la position nette d'Encana avec des contreparties. La note 24 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations représentent les coûts estimés découlant de l'obligation de financer l'élimination d'immobilisations au moment de leur abandon. La plus grande partie des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'Encana se rapporte à l'obturation des puits et à l'abandon des biens pétroliers et gaziers. Une révision des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations peut faire suite à des changements dans les exigences réglementaires, à une modification des coûts estimés de mise hors service, à une révision des taux d'inflation estimés et au moment prévu de l'abandon. La note 15 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements.

L'immeuble de bureaux The Bow est visé par un bail de 25 ans conclu en 2012 avec un tiers promoteur. Encana a comptabilisé le cumul des coûts de construction de cet immeuble comme un actif et a inscrit un passif connexe. À l'expiration du bail de 25 ans, en 2037, l'actif résiduel et le passif correspondant devraient être décomptabilisés. Encana a sous-loué une partie des locaux pour bureaux de l'immeuble The Bow à une filiale de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus »). Les montants recouvrés par la sous-location de l'immeuble de bureaux The Bow qui sont indiqués dans le tableau ci-dessus tiennent compte des montants qui devraient être recouvrés auprès de Cenovus. La note 14 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements.

Les engagements de transport et de traitement se rapportent à des obligations contractuelles au titre de droits de capacité visant les pipelines et les installations de traitement de tiers. Les engagements relevant du forage et des services aux champs pétroliers correspondent aux dépenses futures minimales liées au forage, à l'entretien des puits et au matériel. Les importants engagements de mise en valeur pris auprès des coentrepreneurs sont en partie acquittés par voie de ceux figurant dans le tableau ci-dessus. Les contrats de location simple englobent divers baux à construction qu'Encana utilise dans ses opérations quotidiennes.

Outre les engagements mentionnés ci-dessus, Encana a aussi diverses obligations qui deviennent exigibles si certains événements se produisent, notamment des droits variables découlant d'ententes de collecte et de compression et des garanties sur des engagements de transport découlant de sorties de biens déjà effectuées, comme le décrivent, respectivement, les notes 19 et 24 annexes aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

De plus, Encana a des bons de commande pour l'achat de stocks et d'autres biens et services, qui constituent généralement une autorisation d'achat plutôt qu'un accord contraignant. Encana est aussi tenue de capitaliser ses régimes de retraite à prestations définies et d'autres avantages postérieurs à l'emploi, et passifs au titre d'avantages fiscaux non constatés dont le règlement n'est pas prévu au cours des 12 prochains mois, comme il en est fait mention, respectivement, aux notes 22 et 7 annexes aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Encana peut avoir des expositions éventuelles se rapportant à des biens précédemment cédés au moyen de transactions aux termes desquelles les acheteurs assument toutes les obligations d'obturation, d'abandon et de mise hors service des puits, des structures et des installations connexes acquis. Une ou plusieurs des contreparties à ces transactions pourraient, en raison d'un fort recul des prix du pétrole et du gaz naturel ou d'autres facteurs liés aux activités passées ou futures de leur entreprise respective, être aux prises avec des difficultés financières pouvant avoir une incidence importante sur leur solvabilité et leur capacité à poursuivre leur exploitation. Si un acheteur fait l'objet d'une poursuite en vertu des lois en matière d'insolvabilité applicables ou est incapable pour toute autre raison de respecter ses obligations en matière d'abandon, Encana pourrait être tenue de le faire à sa place aux termes des lois et règlements fédéraux en vigueur. La Société estime que le risque qu'un tel événement se produise est faible, mais elle pourrait être forcée d'utiliser ses liquidités disponibles pour couvrir le coût de ces obligations, le cas échéant.

Éventualités

La note 26 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme des renseignements concernant les éventualités.

Méthodes et estimations comptables

Estimations comptables cruciales

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, la direction doit faire des jugements et des estimations éclairés qui influent sur le montant présenté de l'actif, du passif, des produits et des charges. Pour consulter une analyse des principales méthodes comptables, se reporter à la note 1 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K. Des changements de faits ou de circonstances ou de nouveaux renseignements pourraient entraîner une révision des estimations, et les résultats réels pourraient s'écarter des estimations formulées. La direction considère que les estimations comptables exposées ci-dessous sont celles qui font le plus intervenir son jugement. Les paragraphes qui suivent décrivent les méthodes et pratiques comptables exigeant le recours à des estimations qui jouent un rôle déterminant dans l'établissement des résultats financiers d'Encana. La modification des estimations et des hypothèses analysées ci-dessous pourrait avoir une incidence significative sur le montant des résultats financiers de la Société ou le moment où ils se produiront.

Description	Jugements et incertitudes
Estimation des actifs et des réserves en amont	
Comme Encana applique la capitalisation du coût entier relativement à ses activités liées au gaz naturel, au pétrole et aux LGN, les estimations des réserves constituent des données essentielles aux calculs de l'épuisement, des profits ou des pertes sur les sorties d'actifs et des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier de la Société. De plus, ce sont les réserves qui sous-tendent les informations supplémentaires sur le pétrole et le gaz naturel que fournit la Société.	Étant donné que les divers jugements intervenant dans la formulation des estimations des réserves sont reliés entre eux et que les prix du pétrole et du gaz sont volatils par nature, il n'est généralement pas possible de prédire le moment ou l'importance des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier.
Encana estime ses réserves prouvées de pétrole et de gaz selon la définition des réserves prouvées que donne la SEC. La Société estime ses réserves prouvées en se fondant sur les études géologiques et les données sur les réservoirs à sa disposition de même que sur sa performance en matière de production; elle doit avoir une certitude raisonnable de la possibilité de tirer, au cours de périodes à venir, une production économique des réservoirs connus et tenir compte de la conjoncture économique, des procédés opérationnels et de la réglementation gouvernementale. L'estimation des réserves est un processus subjectif.	Il est nécessaire de réviser les estimations des réserves par suite de changements apportés entre autres aux plans de mise en valeur, aux taux de production futurs projetés, au calendrier des dépenses futures, au rendement des réservoirs, à la conjoncture économique, aux restrictions gouvernementales et à la récupération attendue devant découler des forages intercalaires, tous ces facteurs étant assujettis à nombre d'incertitudes et à diverses interprétations. Une révision à la baisse des réserves prouvées estimatives par suite de la modification des estimations pourrait accroître la dotation à l'épuisement et entraîner une perte de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier.
Les réserves sont calculées à l'aide de la moyenne arithmétique non pondérée des prix des marchandises en vigueur au premier jour de chacun des douze derniers mois, maintenue pour toute la durée de la production, sauf si des prix sont définis aux termes d'ententes contractuelles.	La diminution des prix pourrait se traduire par une réduction d'une partie des réserves prouvées si la limite de leur exploitation économique risque d'être atteinte à une date plus rapprochée que prévu, et pourrait influer sur le résultat net par le biais de la dotation à l'épuisement et des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier.
Encana gère ses activités en utilisant des estimations des réserves et des ressources fondées sur des prix et coûts prévisionnels, car cette méthode tient compte des réserves probables et possibles et des fluctuations futures des prix des marchandises.	Encana estime que les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt qui devraient être tirés des réserves prouvées et sur lesquels se fonde le calcul des tests de plafonnement du coût entier ne sont pas représentatifs de la juste valeur de marché de ses biens pétroliers et gaziers ni des flux de trésorerie nets futurs que devraient générer ces biens.

Description	Jugements et incertitudes
Regroupements d'entreprises	
Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. Les actifs acquis et les passifs repris sont évalués à leur juste valeur estimée respective à la date d'acquisition. Tout excédent du prix d'achat par rapport à la juste valeur attribuée aux actifs et aux passifs est comptabilisé à titre de goodwill. Si le prix d'achat est inférieur à la juste valeur estimée des actifs nets acquis, la différence est comptabilisée comme un profit en résultat net.	Les hypothèses les plus importantes se rapportent aux justes valeurs estimées attribuées aux réserves prouvées et non prouvées que renferment les biens de gaz naturel et de pétrole brut. Les hypothèses posées aux fins de ces évaluations portent sur les taux d'actualisation, les prix des marchandises et les coûts futurs, le calendrier des activités de mise en valeur, les projections quant aux réserves de pétrole et de gaz, les frais estimatifs d'abandon et de remise en état des puits productifs et les économies d'amortissement fiscal auxquelles a accès un intervenant du marché. Toute variation des principales hypothèses pourrait faire en sorte que la comptabilisation de l'acquisition soit revue et pourrait entraîner la constatation d'un goodwill supplémentaire ou d'un escompte sur l'acquisition. Rien ne garantit que les hypothèses ou les estimations sous-jacentes associées à l'évaluation des justes valeurs se concrétiseront comme prévu.
Les justes valeurs estimées sont établies sur la base des informations existant au moment de l'acquisition et mettent en jeu les attentes et les hypothèses qui seraient formulées par un intervenant du marché ou qui seraient à sa disposition. Si aucun prix observable sur le marché n'est disponible pour l'évaluation des actifs et des passifs, la Société peut employer l'approche par les coûts, par le résultat ou par le marché, selon la qualité des informations sur lesquelles la direction peut s'appuyer pour formuler ses hypothèses.	Les justes valeurs estimées attribuées aux actifs acquis peuvent avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation futurs en raison des pertes de valeur éventuelles du goodwill. Les écarts entre les prix futurs des marchandises utilisés lors de l'acquisition et les prix moyens des douze derniers mois utilisés pour calculer les pertes de valeur des actifs en amont découlant des tests de plafonnement du coût entier peuvent également influer sur le résultat net.
Pertes de valeur du goodwill	
Au moins une fois l'an, en décembre, le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation au niveau des unités d'exploitation, qui correspondent aux centres de coûts par pays d'Encana. Pour déterminer si le goodwill s'est déprécié, la direction détermine la valeur comptable de chaque unité d'exploitation et la compare à sa juste valeur. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la valeur du goodwill est alors évaluée et réduite à sa juste valeur implicite. La direction établit la juste valeur implicite du goodwill en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de celle-ci, comme si l'unité d'exploitation avait été acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. Tout excédent de la valeur comptable du goodwill sur sa juste valeur implicite est constaté comme une perte de valeur et imputé au résultat net.	Les hypothèses les plus importantes qui sous-tendent la détermination de la juste valeur d'une unité d'exploitation comprennent les estimations des réserves – prouvées et non prouvées ajustées en fonction du risque – de gaz naturel et de pétrole brut, les estimations des cours de marché tenant compte des courbes des prix à terme des marchandises à la date de l'évaluation, les taux d'actualisation en vigueur sur le marché et les charges d'exploitation, les charges administratives et les dépenses d'investissement estimatives, ajustées en fonction de l'inflation. De plus, il arrive que la direction appuie ses estimations sur les justes valeurs de sociétés comparables cotées sur un marché actif, des transactions récentes visant des actifs comparables et les primes payées sur d'autres transactions. La direction doit alors poser certains jugements lors de la sélection des sociétés comparables en question.
Comme il n'est pas possible d'obtenir des cours cotés sur un marché actif à l'égard des unités d'exploitation de la Société, la direction fait appel à son jugement pour déterminer la juste valeur estimée des unités d'exploitation aux fins de l'exécution des tests de dépréciation du goodwill. Encana peut employer une combinaison de l'approche par le résultat et de l'approche par le marché.	La révision à la baisse des quantités des réserves estimées, l'augmentation des estimations relatives aux coûts futurs, une baisse prolongée des prix du pétrole brut et du gaz naturel ou le dessaisissement d'une composante importante de l'unité d'exploitation pourraient réduire les flux de trésorerie futurs attendus et les justes valeurs estimées des unités d'exploitation, voire entraîner une perte de valeur du goodwill lors de périodes à venir.
Encana a soumis son goodwill à un test de dépréciation au 31 décembre 2016. Comme la Société a constaté des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier en 2016 et en 2015, les justes valeurs des unités d'exploitation sont nettement supérieures à leurs valeurs comptables, et il n'y avait donc pas de risque d'échouer à la première étape du test de dépréciation au 31 décembre 2016.	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	
Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont des obligations juridiques en vertu desquelles la Société sera tenue de mettre hors service des immobilisations corporelles, telles que des emplacements de puits en production, des plateformes de production	Les technologies et les coûts d'enlèvement des actifs ne cessent d'évoluer, tout comme les considérations qui s'y rattachent sur le plan de la réglementation, des politiques, de l'environnement, de la sécurité et des relations publiques. Les obligations liées à la mise

Description	Jugements et incertitudes
en mer et des usines de traitement, et de réhabiliter les terres ou le fond océanique à la fin des activités de production pétrolières et gazières. La juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations estimées est constatée à l'état consolidé de la situation financière lorsque les frais sont engagés et qu'il est possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur. Le coût de mise hors service des immobilisations, qui est égal à la juste valeur estimée initialement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, est incorporé au coût des immobilisations à long terme en question. Les variations des obligations estimées sont comptabilisées à titre de variation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des coûts de mise hors service d'immobilisations qui s'y rapportent. Les frais réellement engagés sont portés en diminution du cumul des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Une charge de désactualisation est comptabilisée au fil du temps lorsque le passif actualisé est augmenté à sa valeur de règlement prévue.	hors service d'immobilisations sont estimées au moyen de l'actualisation des flux de trésorerie futurs attendus du règlement. Les flux de trésorerie actualisés reposent sur des estimations de facteurs tels que la durée d'utilité des réserves, les coûts de mise hors service, le calendrier de règlement, les taux sans risque ajustés en fonction de la qualité du crédit et les taux d'inflation. La modification de ces estimations a une incidence sur le résultat net en raison de la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, en plus de l'épuisement du coût de mise hors service d'immobilisations inclus dans les immobilisations corporelles.
Instruments financiers dérivés	
Encana a recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de marché découlant des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La Société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Les profits et les pertes réalisés découlant de dérivés financiers sont comptabilisés en résultat net au règlement des contrats. Les profits et les pertes latents sont comptabilisés en résultat net à la clôture de chaque période de présentation de l'information financière en fonction des variations de la juste valeur des contrats.	Les instruments financiers dérivés d'Encana se rapportent principalement à des produits de base, à savoir le gaz naturel, le pétrole et l'électricité. Les hypothèses les plus importantes dans la détermination de la juste valeur des dérivés financiers sur marchandises de la Société comprennent l'estimation des prix futurs des marchandises sous-jacentes, la volatilité implicite des prix des marchandises, les taux d'actualisation et les estimations du risque de crédit lié aux contreparties. Les variables relatives aux prix et à l'actualisation sont sensibles à la durée du contrat et à la volatilité du marché de même qu'aux écarts de prix régionaux. La modification de ces estimations et de ces hypothèses peut avoir une incidence sur le résultat net par le biais de la réduction des produits ou de l'accroissement des charges.
Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, les variations de celle-ci étant portées en résultat net. Les justes valeurs estimées sont déterminées à l'aide de cours cotés sur un marché actif, déduites des cours de marché en vigueur pour des actifs et des passifs semblables ou mesurées en fonction d'estimations élaborées en interne. La Société peut recourir à diverses techniques d'évaluation comme les flux de trésorerie actualisés ou un modèle d'évaluation des options.	
Comme Encana a choisi de ne pas appliquer la comptabilité de couverture à ses instruments financiers dérivés, les variations de la juste valeur de ceux-ci pourraient avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation d'Encana. En général, les variations de la juste valeur des dérivés financiers n'ont pas d'effet sur les liquidités ou les sources de financement de la Société. Leur règlement non plus.	
Impôt sur le résultat	
Encana utilise la méthode du report variable pour comptabiliser son impôt sur le résultat. Selon cette méthode, toute différence temporaire entre la valeur comptable et la base fiscale d'un actif ou d'un passif donne lieu à la comptabilisation d'un impôt différé établi selon les taux d'impôt et les lois fiscales adoptés dont on s'attend à ce qu'ils soient en vigueur lorsque l'actif sera réalisé et le passif, réglé. L'impôt sur le résultat exigible est évalué au montant que l'on s'attend à recouvrer des administrations fiscales ou à payer à celles-ci en fonction des taux d'impôt et des lois fiscales adoptés à la clôture de la période de présentation de l'information financière. L'incidence d'un changement dans les taux d'impôt ou les lois fiscales adoptés est comptabilisée en résultat net dans l'exercice au cours duquel un tel changement entre en vigueur.	Les interprétations, les règlements et les lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. Par conséquent, l'impôt sur le résultat est soumis à l'incertitude relative à la mesure et les interprétations peuvent avoir une incidence sur le résultat net par l'intermédiaire de la charge d'impôt découlant de la variation des actifs ou des passifs d'impôt différé.

Description	Jugements et incertitudes
Encana évalue périodiquement les actifs d'impôt différé afin de s'assurer qu'ils sont réalisables. S'il est plus probable qu'improbable que ces actifs ne pourront pas être réalisés, leur montant est réduit au moyen d'une correction de valeur.	Lorsqu'elle évalue le caractère réalisable des actifs d'impôt différé, Encana tient compte des éléments probants, tant positifs que négatifs, dont elle dispose, tels que le résultat imposable obtenu dans le passé ou celui attendu dans l'avenir, les stratégies de planification fiscale auxquelles elle peut recourir et les périodes de report prospectif. De nombreux jugements et hypothèses sous-tendent la détermination du bénéfice imposable futur, notamment des facteurs tels que les conditions d'exploitation futures, en particulier en ce qui a trait aux prix du pétrole et du gaz. Les hypothèses posées afin d'établir le bénéfice imposable prévu d'exercices à venir sont donc conformes à celles utilisées pour évaluer la perte de valeur du goodwill.
La charge d'impôt intermédiaire d'Encana est déterminée au moyen d'un taux d'impôt effectif annuel estimé qui est appliqué au résultat net avant impôt réalisé depuis le début de l'exercice et ajustée en fonction de l'incidence des modifications apportées aux lois et des montants relatifs à des exercices antérieurs.	Le taux d'impôt effectif annuel estimé dépend du résultat annuel attendu, des écarts par rapport aux taux prévus par la loi et à des taux à l'étranger, des tranches non imposables des gains ou pertes en capital, des écarts de nature fiscale résultant de sorties d'actifs et de transactions ainsi que de la répartition de l'impôt de coentreprise en excédent du financement.
Encana constate l'incidence sur les états financiers d'une position fiscale lorsqu'il est plus probable qu'improbable que cette position résistera à l'examen de l'administration fiscale en raison de son mérite sur le plan technique. Une position fiscale comptabilisée est évaluée initialement et ultérieurement au montant le plus élevé de l'avantage fiscal dont la probabilité de réalisation, lors du règlement avec l'administration fiscale, est supérieure à 50 %. Les passifs liés aux avantages fiscaux non constatés et dont le règlement n'est pas prévu dans les 12 prochains mois sont inclus dans les autres passifs et provisions.	La Société procède régulièrement à l'évaluation de certaines positions fiscales incertaines et, au besoin, comptabilise une charge à payer à leur endroit. Ces charges à payer sont ajustées lors de changements de faits et de circonstances. Une variation significative des charges d'impôt à payer d'Encana pourrait se produire selon l'issue des vérifications en cours, les modifications éventuelles apportées aux lois ou la résolution de questions en suspens.
Les résultats non distribués d'Encana provenant des filiales étrangères sont considérés comme réinvestis de manière permanente à l'extérieur du Canada; par conséquent, la Société ne calcule pas de passif d'impôt différé à l'égard de l'impôt canadien sur ces résultats.	Il n'est pas possible de déterminer au prix d'un effort raisonnable le montant des passifs d'impôt différé non comptabilisés à cause de l'incertitude importante des hypothèses qu'il faudrait formuler, notamment en ce qui concerne la nature de tout versement futur qui pourrait être distribué sous forme de remboursements de capital non imposables ou de bénéfices imposables et des retenues d'impôt qui y seraient associées, ou encore les taux d'imposition qui frapperaient tout versement futur et qui pourraient différer considérablement selon l'approche employée pour rapatrier les résultats.

Prises de position comptables récentes

Pour connaître les méthodes comptables récemment publiées, se reporter à la note 1 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures utilisées dans le présent document n'ont pas de sens normalisé selon les PCGR des États-Unis et sont, par conséquent, considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs et ne devraient pas être considérées comme des substituts aux mesures présentées conformément aux PCGR des États-Unis. Le secteur du pétrole et du gaz et Encana utilisent couramment ces mesures pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des renseignements supplémentaires concernant la liquidité de la Société et sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. Les mesures non conformes aux PCGR sont les suivantes : flux de trésorerie non conformes aux PCGR, marge d'entreprise et ratio dette/capitaux permanents ajustés. L'utilisation que fait la direction de ces mesures est examinée plus à fond ci-dessous.

Flux de trésorerie non conformes aux PCGR et marge d'entreprise

Les flux de trésorerie non conformes aux PCGR, qui sont une mesure non conforme aux PCGR, s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et passifs, de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et de l'impôt exigible sur les ventes d'actifs.

La marge d'entreprise, aussi une mesure non conforme aux PCGR, s'entend des flux de trésorerie non conformes aux PCGR par bep de production.

La direction estime que ces mesures sont utiles à la Société et à ses investisseurs en tant que mesure de la performance opérationnelle et financière d'une période à l'autre et par rapport à d'autres sociétés du même secteur; elles servent aussi d'indicateur de la capacité de la Société à dégager des liquidités pour financer ses programmes d'immobilisations, assurer le service de la dette et honorer d'autres obligations financières. Ces mesures sont employées, avec d'autres, dans le calcul de certaines cibles de rendement pour les employés et les membres de la direction de la Société.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2016**	2015	2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**625 $**	1 681 $	2 667 $
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et passifs	**(26)**	(11)	(43)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	**(187)**	262	(9)
Impôt exigible sur les ventes d'actifs	**-**	-	(215)
Flux de trésorerie non conformes aux PCGR	**838 $**	1 430 $	2 934 $
Volumes de production (Mbep)	**129,1**	148,2	174,7
Marge d'entreprise ($/bep)	**6,49 $**	9,65 $	16,79 $

Ratio dette/capitaux permanents ajustés

Le ratio dette/capitaux permanents ajustés, qui est une mesure non conforme aux PCGR, suppose l'ajustement des capitaux permanents de façon à prendre en compte les pertes de valeur antérieures découlant des tests de plafonnement du coût entier comptabilisées au 31 décembre 2011. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés afin de s'assurer que la Société respecte la clause restrictive qui lui est imposée par ses facilités de crédit, selon laquelle elle doit maintenir son ratio dette/capitaux permanents ajustés à moins de 60 %. Les capitaux permanents ajustés comprennent la dette, le total des capitaux propres et un ajustement des capitaux propres servant à prendre en compte le cumul des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui avaient été constatées au 31 décembre 2011 au moment de l'adoption, le 1er janvier 2012, des PCGR des États-Unis.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**31 décembre 2016**	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Dette [1)]	**4 198 $**	5 333 $	7 301 $
Total des capitaux propres	**6 126**	6 167	9 685
Ajustement des capitaux propres servant à prendre en compte les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011	**7 746**	7 746	7 746
Capitaux permanents ajustés	**18 070 $**	19 246 $	24 732 $
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	**23 %**	28 %	30 %

1) Les données de 2015 et de 2014 ont été retraitées par suite de l'adoption de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, comme il est indiqué dans la section « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion ainsi qu'à la note 1 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Rubrique 7A : Informations quantitatives et qualitatives à fournir sur les risques de marché

Le principal objectif des paragraphes qui suivent est de fournir des informations quantitatives et qualitatives prospectives sur l'exposition potentielle d'Encana aux risques de marché. Le terme « risques de marché » s'entend des risques que la Société subisse une perte par suite d'une évolution défavorable des prix du gaz naturel, du pétrole et des LGN, des taux de change et des taux d'intérêt. Les informations données ci-après ne se veulent pas des indicateurs précis des pertes futures attendues, mais bien des indicateurs des pertes raisonnablement susceptibles de se produire. Les informations prospectives constituent des indicateurs de la façon dont la Société voit et gère son exposition aux risques de marché actuels. La Société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

RISQUE LIÉ AUX PRIX DES MARCHANDISES

Le risque lié aux prix des marchandises découle des fluctuations des prix futurs des marchandises, plus particulièrement le gaz naturel, le pétrole et les LGN, et de leur effet éventuel sur les produits, les charges et les flux de trésorerie futurs. Les prix réalisés sont tributaires principalement des prix en vigueur à l'échelle mondiale pour le pétrole brut et des prix sur le marché au comptant qui s'appliquent à la production de gaz naturel de la Société. Les prix de la production de pétrole et de gaz naturel se sont montrés volatils et imprévisibles, comme il en a été fait mention à la rubrique 1A, intitulée *Facteurs de risque*, du présent rapport annuel sur formulaire 10-K. Afin d'atténuer son exposition au risque lié aux prix des marchandises, la Société peut conclure divers instruments financiers dérivés tels les contrats à terme normalisés ou de gré à gré, les swaps, les options et les tunnels à prime zéro. Le recours à de tels instruments dérivés est régi par des politiques officielles et assujetti aux limites fixées par le conseil d'administration, qui peuvent varier d'un exercice à l'autre. Les instruments dérivés négociés en bourse et hors bourse peuvent être assujettis à un dépôt de garantie, et la Société peut parfois être tenue de mettre des liquidités en dépôt ou de donner des lettres de crédit aux courtiers ou aux contrepartistes pour satisfaire à cette exigence. La note 24 annexe aux états financiers consolidés figurant à la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme d'autres renseignements concernant les instruments dérivés et financiers de la Société.

Le tableau ci-dessous expose la sensibilité à la juste valeur des positions de gestion des risques de la Société aux fluctuations des prix des marchandises, toutes les autres variables étant maintenues constantes. La Société a utilisé une variabilité de 10 % pour évaluer l'incidence potentielle des fluctuations des prix des marchandises. Les fluctuations des prix des marchandises auraient donné lieu à des profits ou à des pertes latents imputables au résultat net avant impôt, comme suit :

	31 décembre 2016	
(en millions de dollars US)	Augmentation de 10 % des prix	Diminution de 10 % des prix
Gaz naturel	(126) $	118 $
Pétrole brut	(159) $	150 $

RISQUE DE CHANGE

Le risque de change découle des fluctuations des taux de change pouvant modifier la juste valeur des actifs ou des passifs financiers de la Société ou les flux de trésorerie futurs qui en seront tirés. Comme Encana mène des activités au Canada et aux États-Unis, les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien peuvent avoir une incidence considérable sur les résultats que présente la Société. Bien que les résultats financiers d'Encana soient consolidés en dollars canadiens, la Société a choisi le dollar américain comme monnaie de présentation, car la plupart des produits de ses activités ordinaires sont étroitement liés au dollar américain; ce choix permet en outre une comparaison plus directe avec d'autres sociétés pétrolières et gazières nord-américaines.

Il se produit également des profits et des pertes de change lorsque des actifs et des passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis ou réglés. Ces instruments sont essentiellement les suivants :

- les titres d'emprunt libellés en dollars américains émis depuis le Canada;
- les actifs et les passifs liés à la gestion des risques libellés en dollars américains et détenus au Canada;
- la trésorerie et les placements à court terme libellés en dollars américains et détenus au Canada;
- les prêts intersociétés libellés en monnaies étrangères.

Pour atténuer les répercussions des fluctuations du taux de change sur les produits et les charges futurs liés aux marchandises, il arrive que la Société conclut des dérivés de change. Au 31 décembre 2016, Encana était partie à des swaps de devises libellés en dollars américains d'un notionnel de 300 M$ au taux de change moyen de 0,7486 $ US pour 1,0000 $ CA, qui viennent à échéance à diverses dates en 2017.

Au 31 décembre 2016, les titres d'emprunt d'Encana libellés en dollars américains émis depuis le Canada qui étaient exposés au risque de change totalisaient 4,2 G$.

Le tableau ci-dessous présente la sensibilité aux fluctuations du taux de change, toutes les autres variables étant maintenues constantes. La Société a utilisé une variabilité de 10 % pour évaluer l'incidence potentielle des fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Les fluctuations du taux de change auraient donné lieu à des profits ou à des pertes latents imputables au résultat net avant impôt, comme suit :

	31 décembre 2016	
(en millions de dollars US)	Augmentation de 10 % du taux	Diminution de 10 % du taux
Taux de change	(367) $	449 $

RISQUE LIÉ AUX TAUX D'INTÉRÊT

Le risque lié aux taux d'intérêt découle des fluctuations des taux d'intérêt sur le marché pouvant modifier la juste valeur des actifs ou des passifs financiers de la Société ou les flux de trésorerie futurs qui en seront tirés. La Société peut atténuer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en contractant des emprunts à taux fixe et à taux variable. Elle peut également conclure des dérivés sur taux afin d'atténuer l'effet des variations des taux d'intérêt en vigueur sur le marché.

Au 31 décembre 2016, la société n'avait pas d'emprunt à taux variable et n'était partie à aucun dérivé sur taux.

Rapport de la direction

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

Les états financiers consolidés ci-joints d'Encana Corporation (la « Société ») sont la responsabilité de la direction. Les états financiers consolidés ont été dressés par la direction en dollars américains selon les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») des États-Unis et comprennent certaines estimations qui s'appuient sur les jugements les plus éclairés de la direction.

Le conseil d'administration de la Société a approuvé l'information contenue dans les états financiers consolidés. Il s'acquitte de sa responsabilité à l'égard de ces états financiers principalement par l'entremise de son comité d'audit, dont le mandat écrit respecte les exigences des lois canadiennes et américaines sur les valeurs mobilières et les lignes directrices sur les comités d'audit établies par la New York Stock Exchange. Le comité d'audit se réunit au moins une fois par trimestre.

Évaluation par la direction du contrôle interne à l'égard de l'information financière

La direction est aussi responsable de la mise en place et du maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière de la Société. Le système de contrôle interne a été conçu de façon à fournir à la direction de la Société une assurance raisonnable eu égard à la préparation et à la présentation des états financiers consolidés.

Les systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils, comportent des limites qui leur sont inhérentes. Par conséquent, même les systèmes jugés les plus efficaces ne peuvent donner qu'une assurance raisonnable de la qualité de la préparation et de la présentation des états financiers. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

La direction a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2016, en s'appuyant sur les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (version de 2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société était efficace à cette date.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet indépendant de comptables professionnels agréés, a été mandaté par un vote des actionnaires de la Société lors de la dernière assemblée générale annuelle pour auditer et exprimer des opinions indépendantes sur les états financiers consolidés et sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2016, comme il est mentionné dans son rapport de l'auditeur. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a exprimé ces opinions.

/s/ Douglas J. Suttles
Douglas J. Suttles
Président et
chef de la direction

/s/ Sherri A. Brillon
Sherri A. Brillon
Vice-présidente directrice et
chef des services financiers

Le 27 février 2017

Rapport du cabinet d’experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires d’Encana Corporation

Nous avons effectué l’audit de l’état consolidé de la situation financière d’Encana Corporation aux 31 décembre 2016 et 2015, ainsi que des états consolidés du résultat net, du résultat global et des variations des capitaux propres et des tableaux consolidés des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2016. Nous avons aussi audité le contrôle interne à l’égard de l’information financière d’Encana Corporation au 31 décembre 2016, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (version de 2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission. La direction est responsable de ces états financiers consolidés, du maintien d’un contrôle interne efficace à l’égard de l’information financière et de l’évaluation de l’efficacité du contrôle interne à l’égard de l’information financière présentée dans le rapport de la direction inclus aux présentes. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés et une opinion sur le contrôle interne à l’égard de l’information financière, sur la base de nos audits intégrés.

Nous avons effectué nos audits selon les normes établies par le Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous planifiions et réalisions les audits de façon à obtenir l’assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d’anomalies significatives et qu’un contrôle interne efficace de l’information financière a été maintenu, dans tous les aspects significatifs. Nos audits des états financiers consolidés impliquent le contrôle par sondages des éléments probants à l’appui des montants et des informations fournis dans les états financiers consolidés, l’évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, de même que l’appréciation de la présentation d’ensemble des états financiers consolidés. Notre audit du contrôle interne à l’égard de l’information financière a comporté l’acquisition d’une compréhension du contrôle interne à l’égard de l’information financière, l’évaluation du risque de l’existence d’une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l’efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l’égard de l’information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à l’expression de nos opinions.

Le contrôle interne à l’égard de l’information financière d’une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l’information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l’information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et les procédures qui : i) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions de l’entité; ii) fournissent l’assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour préparer les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de l’entité ne sont faits qu’avec l’autorisation de la direction et du conseil d’administration; iii) fournissent l’assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d’actifs de l’entité qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers est soit interdite, soit détectée à temps. En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l’égard de l’information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d’une évaluation de l’efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

À notre avis, les états financiers consolidés mentionnés ci-dessus donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d’Encana Corporation aux 31 décembre 2016 et 2015, ainsi que de ses résultats d’exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2016, selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d’Amérique. En outre, à notre avis, Encana Corporation maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l’égard de l’information financière au 31 décembre 2016 selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (version de 2013) publié par le COSO.

Comme il en est fait mention à la note 1 Y) afférente aux états financiers consolidés, Encana Corporation a modifié de façon rétrospective sa manière de classer les frais d'émission de titres d'emprunt à l'état de la situation financière par suite de l'adoption de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, et de l'ASU 2015-15, *Presentation and Subsequent Measurement of Debt Issuance Costs Associated with Line-of-Credit Arrangements*, en janvier 2016.

/s/ PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.
PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.
Comptables professionnels agréés
Calgary (Alberta) Canada

Le 27 février 2017

État consolidé du résultat net

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US, sauf les montants par action)		**2016**	2015	2014
Produits des activités ordinaires	*(note 2)*			
Revenus générés par les produits		**2 443 $**	3 350 $	6 238 $
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	*(note 24)*	**(275)**	592	372
Optimisation des marchés		**647**	368	1 251
Autres		**103**	112	158
Total des produits des activités ordinaires		**2 918**	4 422	8 019
Charges d'exploitation	*(note 2)*			
Taxes à la production et impôts miniers et autres taxes		**99**	144	210
Transport et traitement	*(note 24)*	**901**	1 252	1 496
Charges d'exploitation		**598**	723	667
Produits achetés		**586**	323	1 191
Dotation aux amortissements et à l'épuisement		**859**	1 488	1 745
Pertes de valeur	*(note 9)*	**1 396**	6 473	-
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	*(note 15)*	**51**	45	52
Charges administratives	*(note 20)*	**309**	275	327
Total des charges d'exploitation		**4 799**	10 723	5 688
Résultats d'exploitation		**(1 881)**	(6 301)	2 331
Autres (produits) charges				
Intérêts	*(note 5)*	**397**	614	654
(Profit) perte de change, montant net	*(notes 6, 24)*	**(210)**	1 082	403
(Profit) perte à la sortie d'actifs, montant net	*(notes 4, 18)*	**(390)**	(14)	(3 426)
Autres (produits) charges	*(notes 3, 13)*	**(58)**	27	71
Total des autres (produits) charges		**(261)**	1 709	(2 298)
Résultat net avant impôt sur le résultat		**(1 620)**	(8 010)	4 629
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	*(note 7)*	**(676)**	(2 845)	1 203
Résultat net		**(944)**	(5 165)	3 426
Résultat net attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle	*(note 18)*	**-**	-	(34)
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires		**(944) $**	(5 165) $	3 392 $
Résultat net par action ordinaire				
De base et dilué	*(note 16)*	**(1,07) $**	(6,28) $	4,58 $
Dividendes déclarés par action ordinaire	*(note 16)*	**0,06 $**	0,28 $	0,28 $
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	*(note 16)*			
De base et dilué		**882,6**	822,1	741,0

État consolidé du résultat global

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)		**2016**	2015	2014
Résultat net		**(944) $**	(5 165) $	3 426 $
Autres éléments du résultat global, après impôt				
Écart de conversion	*(note 17)*	**(183)**	668	22
Régimes de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi	*(notes 17, 22)*	**3**	33	(17)
Autres éléments du résultat global		**(180)**	701	5
Résultat global		**(1 124)**	(4 464)	3 431
Résultat global attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle	*(note 18)*	**-**	-	(34)
Résultat global attribuable aux actionnaires ordinaires		**(1 124) $**	(4 464) $	3 397 $

Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

État consolidé de la situation financière

31 décembre (en millions de dollars US)		**2016**	2015
Actif			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		**834 $**	271 $
Créances clients et produits à recevoir	*(note 8)*	**663**	645
Gestion des risques	*(notes 23, 24)*	**-**	367
Impôt sur le résultat à recouvrer		**426**	324
		1 923	1 607
Immobilisations corporelles, au coût :	*(note 9)*		
Biens de gaz naturel et de pétrole, selon la méthode de la capitalisation du coût entier			
Biens prouvés		**39 610**	40 647
Biens non prouvés		**5 198**	5 616
Autres		**2 194**	2 181
Immobilisations corporelles		**47 002**	48 444
Moins le cumul des amortissements et de l'épuisement		**(38 863)**	(38 587)
Immobilisations corporelles, montant net	*(note 2)*	**8 139**	9 857
Fonds en réserve		**2**	2
Autres actifs	*(notes 1, 10)*	**136**	266
Gestion des risques	*(notes 23, 24)*	**16**	11
Impôt sur le résultat différé	*(note 7)*	**1 658**	1 081
Goodwill	*(notes 2, 3, 4, 11, 18)*	**2 779**	2 790
	(note 2)	**14 653 $**	15 614 $
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Dettes fournisseurs et charges à payer	*(note 12)*	**1 303 $**	1 311 $
Impôt sur le résultat à payer		**5**	6
Gestion des risques	*(notes 23, 24)*	**254**	16
		1 562	1 333
Dette à long terme	*(notes 1, 13)*	**4 198**	5 333
Autres passifs et provisions	*(note 14)*	**2 047**	1 975
Gestion des risques	*(notes 23, 24)*	**35**	9
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	*(note 15)*	**654**	773
Impôt sur le résultat différé	*(note 7)*	**31**	24
		8 527	9 447
Engagements et éventualités	*(note 26)*		
Capitaux propres			
Capital social – autorisé : nombre illimité d'actions ordinaires; émis et en circulation en 2016 : 973,0 millions d'actions (849,8 millions d'actions en 2015)	*(note 16)*	**4 756**	3 621
Surplus d'apport	*(notes 18, 21)*	**1 358**	1 358
Résultats non distribués (déficit accumulé)		**(1 198)**	(202)
Cumul des autres éléments du résultat global	*(note 17)*	**1 210**	1 390
Total des capitaux propres		**6 126**	6 167
		14 653 $	15 614 $

Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Approuvé par le conseil d'administration,

/s/ Clayton H. Woitas
Clayton H. Woitas
Administrateur

/s/ Jane L. Peverett
Jane L. Peverett
Administratrice

État consolidé des variations des capitaux propres

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars US)		Capital social	Surplus d'apport	Résultats non distribués (déficit accumulé)	Cumul des autres éléments du résultat global	Participation ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2015		**3 621 $**	**1 358 $**	**(202) $**	**1 390 $**	**- $**	**6 167 $**
Résultat net		**-**	**-**	**(944)**	**-**	**-**	**(944)**
Dividendes sur actions ordinaires	*(note 16)*	**-**	**-**	**(52)**	**-**	**-**	**(52)**
Actions ordinaires émises	*(note 16)*	**1 134**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 134**
Actions ordinaires émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes	*(note 16)*	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
Autres éléments du résultat global	*(note 17)*	**-**	**-**	**-**	**(180)**	**-**	**(180)**
Solde au 31 décembre 2016		**4 756 $**	**1 358 $**	**(1 198) $**	**1 210 $**	**- $**	**6 126 $**

Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars US)		Capital social	Surplus d'apport	Résultats non distribués (déficit accumulé)	Cumul des autres éléments du résultat global	Participation ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2014		2 450 $	1 358 $	5 188 $	689 $	- $	9 685 $
Résultat net		-	-	(5 165)	-	-	(5 165)
Dividendes sur actions ordinaires	*(note 16)*	-	-	(225)	-	-	(225)
Actions ordinaires émises	*(note 16)*	1 098	-	-	-	-	1 098
Actions ordinaires émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes	*(note 16)*	73	-	-	-	-	73
Autres éléments du résultat global	*(note 17)*	-	-	-	701	-	701
Solde au 31 décembre 2015		3 621 $	1 358 $	(202) $	1 390 $	- $	6 167 $

Exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars US)		Capital social	Surplus d'apport	Résultats non distribués	Cumul des autres éléments du résultat global	Participation ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2013		2 445 $	15 $	2 003 $	684 $	- $	5 147 $
Rémunération fondée sur des actions	*(note 21)*	-	(2)	-	-	-	(2)
Résultat net		-	-	3 392	-	34	3 426
Dividendes sur actions ordinaires	*(note 16)*	-	-	(207)	-	-	(207)
Actions ordinaires émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes	*(note 16)*	5	-	-	-	-	5
Autres éléments du résultat global	*(note 17)*	-	-	-	5	-	5
Vente de la participation ne donnant pas le contrôle	*(note 18)*	-	1 345	-	-	117	1 462
Distributions aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle	*(note 18)*	-	-	-	-	(18)	(18)
Vente de la participation dans PrairieSky	*(note 18)*	-	-	-	-	(133)	(133)
Solde au 31 décembre 2014		2 450 $	1 358 $	5 188 $	689 $	- $	9 685 $

Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Tableau consolidé des flux de trésorerie

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)		**2016**	2015	2014
Activités d'exploitation				
Résultat net		**(944) $**	(5 165) $	3 426 $
Dotation aux amortissements et à l'épuisement		**859**	1 488	1 745
Pertes de valeur	*(note 9)*	**1 396**	6 473	-
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	*(note 15)*	**51**	45	52
Impôt sur le résultat différé	*(note 7)*	**(598)**	(2 811)	960
(Profit latent) perte latente sur la gestion des risques	*(note 24)*	**614**	331	(444)
(Profit latent) perte latente de change	*(note 6)*	**(140)**	687	440
Écart de change sur des règlements	*(note 6)*	**(68)**	358	28
(Profit) perte sur les sorties d'actifs, montant net	*(notes 4, 18)*	**(390)**	(14)	(3 426)
Autres		**58**	38	(62)
Variation nette des autres actifs et passifs		**(26)**	(11)	(43)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	*(note 25)*	**(187)**	262	(9)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		**625**	1 681	2 667
Activités d'investissement				
Dépenses d'investissement	*(note 2)*	**(1 132)**	(2 232)	(2 526)
Acquisitions	*(note 4)*	**(210)**	(70)	(3 016)
Acquisition d'une entreprise	*(note 3)*	**-**	-	(5 962)
Produit tiré des sorties d'actifs	*(note 4)*	**1 262**	1 908	4 345
Produit tiré de la vente de la participation dans PrairieSky	*(notes 4, 18)*	**-**	-	2 172
Fonds en réserve		**-**	71	(63)
Variation nette des placements et autres		**51**	(342)	321
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		**(29)**	(665)	(4 729)
Activités de financement				
Émission (remboursement) de titres d'emprunt à long terme renouvelables, montant net	*(notes 3, 13)*	**(650)**	(627)	942
Remboursement de titres d'emprunt à long terme	*(note 13)*	**(400)**	(1 302)	(2 152)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	*(note 16)*	**1 129**	1 088	-
Dividendes sur actions ordinaires	*(note 16)*	**(51)**	(152)	(202)
Produit tiré de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle	*(note 18)*	**-**	-	1 462
Distributions aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle	*(note 18)*	**-**	-	(18)
Paiements au titre de contrats de location-acquisition et d'autres ententes de financement	*(note 14)*	**(66)**	(61)	(71)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		**(38)**	(1 054)	(39)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises		**5**	(29)	(127)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**563**	(67)	(2 228)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice		**271**	338	2 566
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice		**834 $**	271 $	338 $
Trésorerie à la fin de l'exercice		**78 $**	58 $	142 $
Équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice		**756**	213	196
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice		**834 $**	271 $	338 $

Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie *(note 25)*

Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

1. Sommaire des principales méthodes comptables

A) NATURE DES ACTIVITÉS

Encana exerce ses activités dans les secteurs de la prospection, de la mise en valeur, de la production et de la commercialisation de gaz naturel, de pétrole et de liquides de gaz naturel (« LGN »).

B) BASE D'ÉTABLISSEMENT

Les états financiers consolidés comprennent les comptes d'Encana et sont présentés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis »).

Dans les présents états financiers consolidés, tous les montants sont exprimés en dollars américains (« dollars US »), à moins d'indication contraire. Les résultats financiers d'Encana sont consolidés en dollars canadiens, mais la Société a adopté le dollar américain comme monnaie de présentation afin de permettre une comparaison plus directe avec d'autres sociétés pétrolières et gazières nord-américaines. Les symboles « $ US » ou « $ » renvoient à des dollars américains et le symbole « $ CA » renvoie à des dollars canadiens.

C) PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les états financiers consolidés intègrent les états financiers d'Encana et ceux des entités dans lesquelles elle détient une participation lui en donnant le contrôle. La participation ne donnant pas le contrôle représentait la participation en actions que détenaient des tiers dans une ancienne filiale consolidée, PrairieSky Royalty Ltd. (« PrairieSky »), telle qu'elle est présentée à l'état consolidé des variations des capitaux propres. Depuis le 26 septembre 2014, Encana ne détient plus de participation dans PrairieSky. Il y a lieu de se reporter à la note 18 pour obtenir plus de détails sur la participation ne donnant pas le contrôle. Les soldes et transactions intersociétés sont éliminés au moment de la consolidation. Les participations indivises dans des coentreprises et des partenariats qui mènent des activités de prospection et de production de gaz naturel et de pétrole sont consolidées selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Les participations dans des entités qu'Encana ne contrôle pas, mais sur lesquelles elle peut exercer une influence notable, sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

D) CONVERSION DES MONNAIES ÉTRANGÈRES

Les actifs et passifs monétaires de la Société qui sont libellés en monnaies étrangères sont convertis aux cours de change en vigueur à la date de clôture de la période. Tout profit ou perte est inscrit à l'état consolidé du résultat net. Les produits des activités ordinaires et les charges en monnaies étrangères sont convertis aux cours de change en vigueur à la date de la transaction.

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis aux cours de change de clôture de la période, tandis que les produits des activités ordinaires et charges connexes le sont aux cours de change moyens de la période. Les profits et pertes de change se rapportant aux établissements à l'étranger sont pris en compte dans le cumul des autres éléments du résultat global (« CAÉRG »). Les profits et pertes de change cumulés d'Encana sont comptabilisés en résultat net lorsqu'elle liquide, en totalité ou pour l'essentiel, sa participation dans l'établissement à l'étranger.

Aux fins de la présentation des états financiers, les actifs et les passifs sont convertis dans la monnaie de présentation aux cours de change de clôture de la période, tandis que les produits des activités ordinaires et les charges le sont aux cours de change moyens de la période. Les profits et pertes découlant de la conversion des états financiers sont pris en compte dans le CAÉRG.

E) RECOURS À DES ESTIMATIONS

Pour préparer les états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis, la direction doit faire des estimations et formuler des hypothèses éclairées ainsi que poser des jugements qui influent sur les montants présentés au titre des actifs et des passifs, les informations fournies sur les actifs et passifs éventuels à la date des états financiers consolidés et les montants présentés au titre des produits des activités ordinaires et des charges de la période. Ces estimations portent principalement sur des transactions qui n'ont pas été réglées et sur des événements en cours à la date des états financiers consolidés. En conséquence, les résultats réels pourraient différer des montants estimatifs lorsque des événements se concrétiseront.

Voici les éléments importants faisant l'objet d'estimations et d'hypothèses :

- les estimations des réserves prouvées servant aux calculs de l'épuisement et des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier;
- la juste valeur estimée des actifs à long terme utilisée pour le calcul des pertes de valeur;
- la juste valeur des unités d'exploitation utilisée pour l'évaluation du goodwill;
- les estimations du résultat imposable d'exercices à venir servant à évaluer la valeur de réalisation des actifs d'impôt différé;
- la juste valeur des coûts et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations;
- la juste valeur des instruments dérivés;
- la juste valeur attribuée aux actifs acquis et aux passifs repris dans le cadre de regroupements d'entreprises;
- les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités;
- les charges à payer relativement aux ententes de rémunération à long terme liées au rendement, notamment la probabilité que les critères de rendement soient ou ne soient pas atteints et l'évaluation du montant final du paiement;
- la valeur constatée des actifs des régimes de retraite et des obligations s'y rapportant ainsi que les coûts découlant de ces régimes et comptabilisés en résultat net, montants qui sont déterminés à partir de certaines hypothèses actuarielles et économiques;
- les charges à payer relativement à des actions en justice et aux risques environnementaux.

F) COMPTABILISATION DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Les produits associés au gaz naturel et aux liquides d'Encana sont comptabilisés lorsque la production est vendue à un acheteur à un prix fixe ou déterminable, que la livraison a eu lieu, que le titre de propriété a été transféré et que le recouvrement des produits est probable. Les produits des activités ordinaires sont présentés déduction faite des redevances. Les profits et pertes réalisés découlant de dérivés financiers de la Société portant sur les prix du gaz naturel et du pétrole sont comptabilisés dans les produits des activités ordinaires au règlement des contrats. Les profits et pertes latents liés à ces contrats sont portés aux produits des activités ordinaires en fonction des variations de la juste valeur des contrats à la fin des périodes concernées.

Les produits tirés de l'optimisation des marchés et les charges liées aux produits achetés sont inscrits au montant brut au moment du transfert à Encana du titre de propriété du produit ainsi que des risques et avantages inhérents à sa propriété. Les transactions d'achat et de vente de marchandises auprès d'une même partie conclues en considération l'une de l'autre sont comptabilisées à leur montant net. Les produits liés aux services offerts dans le cadre desquels Encana agit comme mandataire sont comptabilisés lorsque les services sont fournis.

Les autres produits se composent surtout de contrats de sous-location et du produit d'intérêts. Les contrats de sous-location sont comptabilisés selon le mode linéaire sur la durée du bail. Le produit d'intérêts découle de la trésorerie et des équivalents de trésorerie détenus et il est comptabilisé lorsqu'il est gagné.

G) TAXES À LA PRODUCTION, IMPÔTS MINIERS ET AUTRES TAXES

Les frais payés par Encana au titre des taxes et des impôts fondés sur la production de gaz naturel et de liquides et les produits qui en sont tirés sont comptabilisés au moment où ces biens sont produits. Les frais payés par Encana au titre des taxes et des impôts à l'évaluation des actifs et des réserves en amont sont comptabilisés au moment où ils sont engagés.

H) FRAIS DE TRANSPORT ET DE TRAITEMENT

Les frais payés par Encana pour le transport et le traitement de gaz naturel et de liquides sont comptabilisés lorsque le produit est livré et que les services sont fournis.

I) CHARGES D'EXPLOITATION

Il s'agit des charges d'exploitation que paie Encana, après déduction des montants incorporés, eu égard à des biens de pétrole et de gaz dans lesquels elle détient une participation directe.

J) RÉGIMES D'AVANTAGES DU PERSONNEL

La Société offre des régimes à cotisations définies et à prestations définies qui procurent des prestations de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi aux membres de son personnel au Canada et aux États-Unis. Au 1er janvier 2003, le régime de retraite à prestations définies a été fermé aux nouveaux participants.

La charge de retraite au titre du régime de retraite à cotisations définies est inscrite lorsque les prestations sont acquises par les salariés couverts par le régime. Encana comptabilise ses obligations découlant de ses régimes à prestations définies des employés, déduction faite des actifs des régimes. Le coût des prestations de retraite définies et des autres avantages postérieurs à l'emploi est établi par calculs actuariels selon la méthode des unités de crédit projetées et d'après le nombre d'années de service et reflète les estimations les plus éclairées de la direction concernant la progression des salaires, le taux de mortalité, l'âge de départ à la retraite des membres du personnel et les coûts prévus futurs des soins de santé. Le rendement attendu des actifs des régimes est fondé sur les taux historiques et projetés du rendement des actifs du portefeuille de placements des régimes. Le rendement réel est fondé sur la juste valeur des actifs des régimes. L'obligation au titre des prestations projetées est actualisée au taux d'intérêt du marché applicable à des titres de créance de qualité supérieure émis par des sociétés à la date d'évaluation.

La charge de retraite du régime de retraite à prestations définies tient compte du coût des prestations de retraite gagnées au cours de l'exercice considéré, du coût financier des obligations découlant du régime, du rendement attendu de ses actifs, de l'amortissement des ajustements découlant des modifications du régime, de l'amortissement du coût des services passés et de l'amortissement de l'excédent de l'écart actuariel net sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou sur 10 % de la juste valeur des actifs du régime, selon le plus élevé des deux montants. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire sur la durée de vie active moyenne résiduelle attendue des membres du personnel bénéficiant du régime. Les écarts actuariels liés à un changement dans la situation de surcapitalisation ou de sous-capitalisation du régime de retraite à prestations définies et des régimes d'autres avantages postérieurs à l'emploi sont constatés dans les autres éléments du résultat global.

K) IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Encana utilise la méthode du report variable pour comptabiliser son impôt sur le résultat. Selon cette méthode, elle comptabilise de l'impôt différé au titre de l'incidence de toute différence temporelle entre la valeur comptable et la valeur fiscale d'un actif ou d'un passif, en utilisant les taux d'impôt et les lois fiscales adoptés dont l'application est attendue lorsque l'actif sera réalisé et le passif réglé. L'impôt sur le résultat exigible est évalué au montant que l'on s'attend à recouvrer des administrations fiscales ou à payer à celles-ci en fonction des taux d'impôt et des lois fiscales adoptés à la fin de la période de présentation de l'information financière. L'incidence d'un changement dans les taux d'impôt ou les lois fiscales adoptés est comptabilisée en résultat net de l'exercice au cours duquel ce changement entre en vigueur. L'impôt sur le résultat est porté en résultat net, sauf s'il concerne des éléments inscrits directement dans les capitaux propres, auquel cas il est comptabilisé directement dans les capitaux propres.

Encana évalue périodiquement les actifs d'impôt différé afin de s'assurer qu'ils sont réalisables. S'il est plus probable qu'improbable que ces actifs ne pourront être réalisés, une dépréciation correspondante est constatée afin d'en réduire le montant. Lorsqu'elle évalue le caractère réalisable des actifs d'impôt différé, Encana tient compte des éléments probants, tant positifs que négatifs dont elle dispose, tels que le résultat imposable obtenu dans le passé ou celui attendu à l'avenir, les stratégies de planification fiscale auxquelles elle peut recourir et les périodes de report prospectif. Les hypothèses posées afin d'établir le résultat imposable prévu dans des exercices à venir sont conformes à celles utilisées pour évaluer la perte de valeur du goodwill.

Encana constate l'incidence sur les états financiers d'une position fiscale lorsqu'il est plus probable qu'improbable que cette position résistera à l'examen de l'administration fiscale en raison de son mérite sur le plan technique. Une position fiscale comptabilisée est évaluée initialement et ultérieurement au montant le plus élevé de l'économie d'impôt dont la probabilité de réalisation, lors du règlement avec l'administration fiscale, est supérieure à 50 %. Les passifs liés aux économies d'impôt non constatées et dont le règlement n'est pas prévu au cours des 12 prochains mois sont inclus dans les autres passifs et provisions.

L) RÉSULTAT PAR ACTION

Le résultat net de base par action ordinaire est calculé en divisant le résultat net par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le calcul du résultat net dilué par action ordinaire tient compte de la dilution potentielle qui pourrait se produire si les options sur actions étaient exercées ou si les autres contrats visant l'émission d'actions ordinaires étaient exercés, si leurs droits devenaient pleinement acquis ou s'ils étaient convertis en actions ordinaires. Pour déterminer l'effet dilutif des options sur actions et des autres instruments dilutifs, la Société a recours à la méthode du rachat d'actions. Conformément à cette méthode, il est présumé que le produit de l'exercice d'options sur actions dans le cours et d'autres instruments ayant un effet dilutif est affecté au rachat d'actions ordinaires au cours du marché moyen.

M) TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie tiennent compte des fonds en caisse et des placements à court terme, tels que des dépôts du marché monétaire ou des instruments de type similaire, dont l'échéance est d'au plus trois mois au moment de leur achat. Les décaissements en cours émis en excédent des soldes des comptes bancaires applicables sont exclus de la trésorerie et des équivalents et comptabilisés dans les dettes fournisseurs et charges à payer. Les fonds en réserve représentent des montants en trésorerie distincts ou entiercés qui ne peuvent servir à des fins d'exploitation générales.

N) IMMOBILISATIONS CORPORELLES

EN AMONT

Encana applique la méthode de la capitalisation du coût entier pour ses activités d'acquisition, de prospection et de mise en valeur. Selon cette méthode, tous les coûts qui sont directement associés à l'acquisition, à la prospection et la mise en valeur de réserves de gaz naturel et de liquides, y compris les coûts liés aux concessions non mises en valeur, aux forages stériles et au matériel connexe, sont incorporés pour chaque centre de coûts par pays. Les coûts incorporés excluent les coûts liés à la production, les frais généraux ou ceux d'activités similaires.

Les coûts incorporés cumulés de chacun des centres de coûts sont amortis pour épuisement selon la méthode des unités de production en fonction des réserves prouvées. L'épuisement est calculé au moyen des coûts incorporés, y compris les coûts de mise hors service estimatifs, plus les dépenses futures non actualisées, établies selon les coûts actuels, qui seront engagées pour la mise en valeur des réserves prouvées.

Les coûts associés aux biens non prouvés sont exclus du calcul de l'épuisement jusqu'à ce qu'il soit établi que des réserves prouvées leur sont attribuables ou qu'une perte de valeur se soit produite. Les biens non prouvés sont évalués séparément tous les trimestres pour déterminer s'ils ont subi une perte de valeur. En cas de dépréciation, les coûts sont inclus dans les coûts assujettis à la dotation aux amortissements et à l'épuisement dans le compte de coût entier.

Selon la méthode de la capitalisation du coût entier, la valeur comptable des biens de pétrole et de gaz naturel d'Encana compris dans le centre de coûts de chaque pays est assujettie à un test de plafonnement exécuté chaque trimestre. Une perte de valeur découlant d'un test de plafonnement est comptabilisée en résultat net lorsque la valeur comptable du centre de coûts d'un pays dépasse le plafonnement de ce centre. La valeur comptable d'un centre de coûts inclut les coûts incorporés des biens pétroliers et gaziers prouvés, déduction faite du cumul de l'épuisement et de l'impôt sur le résultat différé connexe.

Le plafonnement d'un centre de coûts correspond au total des flux de trésorerie nets futurs estimés après impôt provenant des réserves prouvées, selon les prix moyens des 12 derniers mois, et les coûts de mise en valeur et de production futurs non actualisés, actualisés à 10 % et majorés des coûts des biens non prouvés. Le prix moyen des 12 derniers mois correspond à la moyenne des prix le premier jour de chaque mois de cette période. L'excédent de la valeur comptable sur le montant du plafonnement calculé est constaté comme une perte de valeur dans le résultat net.

Le produit des sorties de biens est habituellement déduit du compte de coût entier sans comptabilisation d'un profit ou d'une perte, à moins que la déduction modifie sensiblement le lien entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts, auquel cas un profit ou une perte est comptabilisé en résultat net. En général, un profit ou une perte est constaté sur une sortie d'actifs si 25 % ou plus des quantités des réserves prouvées de la Société dans un pays donné sont vendues. Dans le cas des sorties d'actifs qui donnent lieu à la constatation d'un profit ou d'une perte sur la vente et qui mettent en jeu une entreprise, un goodwill leur est attribué.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

Le mobilier de bureau, les agencements, les aménagements des locaux loués, les technologies de l'information et les aéronefs sont inscrits au coût et amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée des biens, qui se situe entre 3 et 25 ans. L'immeuble de bureaux The Bow est inscrit au coût et est amorti selon le mode linéaire sur sa durée d'utilité estimée, soit 60 ans. Les immobilisations en cours de construction sont amorties uniquement à partir du moment où elles sont mises en service. Les terrains sont comptabilisés au coût.

O) INCORPORATION DES COÛTS

Les frais relatifs aux remplacements ou aux améliorations qui accroissent la capacité de production ou prolongent la durée d'utilité d'un actif sont incorporés au coût de cet actif. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les intérêts sur les emprunts sont incorporés au cours de la période de construction d'importants projets de mise en valeur.

P) REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. Les actifs nets identifiables acquis sont évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Un impôt sur le résultat différé est comptabilisé au titre de tout écart entre la juste valeur des actifs nets acquis et leur valeur fiscale. Tout excédent du prix d'achat par rapport à la juste valeur des actifs nets acquis est comptabilisé à titre de goodwill. Si le prix d'achat est inférieur à la juste valeur des actifs nets acquis, l'insuffisance est comptabilisée comme un profit en résultat net. Les coûts de transaction correspondants sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Q) GOODWILL

Au moins une fois l'an, soit au 31 décembre, le goodwill, qui représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs nets acquis, est soumis à un test de dépréciation. Le goodwill et tous les autres actifs et passifs sont attribués aux unités d'exploitation, qui correspondent aux centres de coûts par pays d'Encana. Pour évaluer la perte de valeur, la valeur comptable de chaque unité est établie et comparée à sa juste valeur. Si la valeur comptable de l'unité, y compris le goodwill, est supérieure à sa juste valeur, la valeur du goodwill est alors réduite à la juste valeur implicite de celui-ci. La juste valeur implicite du goodwill est établie en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité de sa juste valeur comme si elle avait été acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. Tout excédent de la valeur comptable du goodwill sur sa juste valeur implicite est constaté comme une perte de valeur et imputé au résultat net. L'évaluation ultérieure du goodwill est faite au coût diminué du cumul des pertes de valeur, le cas échéant.

R) DÉPRÉCIATION D'ACTIFS À LONG TERME

La valeur comptable des actifs à long terme, exclusion faite du goodwill et des actifs en amont qui sont pris en compte dans les immobilisations corporelles, est soumise à un test de dépréciation lorsque des indications donnent à penser que la valeur comptable d'un actif ou d'un groupe d'actifs pourrait ne pas être recouvrable. Si la valeur comptable dépasse le total des flux de trésorerie non actualisés qui résulteront vraisemblablement de l'utilisation continue et de la sortie éventuelle d'un actif ou d'un groupe d'actifs, une perte de valeur est constatée dans la mesure de l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimée.

S) OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont des obligations juridiques en vertu desquelles la Société sera tenue de mettre hors service des immobilisations corporelles à long terme, telles que des sites de puits en production, des plateformes de production en mer et des usines de traitement du gaz naturel. L'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est évaluée initialement à la juste valeur et constatée à titre de passif, un coût de mise hors service compensatoire étant incorporé à l'état consolidé de la situation financière dans le cadre de l'actif à long terme connexe. La juste valeur estimative est évaluée en fonction des flux de trésorerie futurs requis pour satisfaire l'obligation, actualisés selon le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit de la Société. Les variations des obligations estimées découlant de révisions de l'échéancier prévu ou du montant des flux de trésorerie futurs attendus sont comptabilisées à titre de variation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des coûts connexes de mise hors service d'immobilisations.

L'amortissement des coûts de mise hors service d'immobilisations est inclus à l'élément Dotation aux amortissements et à l'épuisement de l'état consolidé du résultat net. Les augmentations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations attribuables à l'écoulement du temps sont inscrites à titre de charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'état consolidé du résultat net.

Les frais qui sont réellement engagés sont portés en diminution du cumul des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

T) RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Les obligations de paiement en trésorerie ou en actions ordinaires aux termes des régimes de rémunération fondée sur des actions d'Encana sont comptabilisées sur la période d'acquisition des droits, déduction faite de ceux perdus par renonciation, selon la juste valeur. La juste valeur est déterminée à l'aide des cours des actions observables ou de modèles d'évaluation d'options comme celui de Black-Scholes-Merton. Dans le cas des régimes de rémunération dont le paiement est réglé en instruments de capitaux propres, la juste valeur est déterminée à la date d'attribution et est comptabilisée dans les coûts de rémunération sur la période d'acquisition des droits, un montant correspondant étant crédité aux capitaux propres. Pour les régimes de rémunération dont le paiement est réglé en trésorerie, la juste valeur est établie à chaque date de clôture, et les variations périodiques sont comptabilisées dans les coûts de rémunération, une variation correspondante étant inscrite dans le passif.

U) CONTRATS DE LOCATION

Les contrats de location conclus en vue de l'utilisation d'un actif sont classés comme des contrats de location-acquisition ou des contrats de location simple. Les contrats de location-acquisition transfèrent à la Société la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif loué. Ils sont inscrits à l'actif au début de la période de location, au plus faible de la juste valeur de l'actif loué et de la valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location. Les actifs loués incorporés sont amortis sur la durée d'utilité estimée de l'actif si le bail comporte une option d'achat à prix de faveur ou de propriété au transfert des actifs loués à la fin de la période de location. Sinon, les actifs loués sont amortis sur la durée du bail. L'amortissement des actifs loués incorporés est pris en compte dans la dotation aux amortissements et à l'épuisement figurant dans l'état consolidé du résultat net. Tous les autres contrats de location sont classés dans les contrats de location simple, et les paiements sont constatés sur une base linéaire pendant la durée du contrat de location.

V) ÉVALUATIONS DE LA JUSTE VALEUR

La juste valeur correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif dans le cadre d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les techniques d'évaluation comprennent l'approche par le marché, l'approche par le résultat et l'approche par les coûts. L'approche par le marché est fondée sur des données provenant de transactions sur le marché visant des actifs ou des passifs identiques ou comparables. L'approche par le résultat repose sur l'actualisation des valeurs futures estimées, quant à l'approche par les coûts, elle se base sur le montant qui serait requis actuellement pour remplacer l'actif.

Les données utilisées pour déterminer la juste valeur sont classées selon une hiérarchie établissant entre les données un ordre de priorité d'après la mesure dans laquelle elles sont observables. Les trois niveaux de données de la hiérarchie des évaluations de la juste valeur sont les suivants :

- Niveau 1 – Les données correspondent aux prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou des passifs identiques, comme des dérivés sur marchandises négociés en bourse.

- Niveau 2 – Données autres que les prix cotés visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif, directement ou indirectement, comme les prix cotés sur un marché pour des actifs ou des passifs similaires sur des marchés actifs ou d'autres données corroborées sur le marché.

- Niveau 3 – Données non observables à partir de sources objectives, comme les prix à terme qui sont basés sur une activité de marché nulle ou quasi nulle ou les estimations des flux de trésorerie futurs établis à l'interne et utilisés dans un modèle de valeur actuelle.

Pour déterminer la juste valeur, la Société utilise les données disponibles les plus observables. Si une évaluation de la juste valeur tient compte de données se situant à plusieurs niveaux dans la hiérarchie, cette évaluation est caractérisée en fonction du niveau le plus faible des données importantes pour l'évaluation de la juste valeur.

La valeur comptable de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des créances clients ainsi que des dettes fournisseurs figurant dans l'état consolidé de la situation financière se rapproche de la juste valeur. La note 13 présente de l'information concernant la juste valeur de la dette à long terme. La note 22 renferme de l'information sur la juste valeur des actifs des régimes de retraite. Des évaluations de la juste valeur sont exécutées de manière récurrente pour les actifs et passifs liés à la gestion des risques et d'autres contrats d'instruments dérivés, comme il est indiqué à la note 23.

Certains actifs non financiers et passifs non financiers, comme les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les actifs et passifs acquis ou repris dans le cadre de regroupements d'entreprises ou de certaines opérations d'échange non monétaire, sont évalués initialement à la juste valeur.

W) ACTIFS ET PASSIFS LIÉS À LA GESTION DES RISQUES

Les actifs et passifs liés à la gestion des risques sont des instruments financiers dérivés auxquels Encana a recours pour gérer l'exposition économique aux risques de marché liés aux prix des marchandises, aux taux de change et aux taux d'intérêt. Le recours à ces instruments dérivés est régi par des politiques officielles et est assujetti aux limites fixées par le conseil d'administration. La Société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

Les instruments dérivés non admissibles à l'exemption concernant les transactions d'achat et de vente normales sont évalués à leur juste valeur, les variations de celle-ci étant portées au résultat net. Les justes valeurs constatées à l'état consolidé de la situation financière témoignent de la compensation entre les positions sur l'actif et le passif lorsque les accords généraux de compensation de contrepartie comportent des dispositions de règlement au montant net. Les profits et pertes réalisés découlant de dérivés financiers portant sur le prix du gaz naturel et du pétrole sont comptabilisés dans les produits des activités ordinaires au règlement des contrats. Les profits et pertes réalisés découlant de dérivés financiers portant sur les prix de l'électricité sont comptabilisés dans les frais de transport et de traitement au règlement des contrats sur l'électricité. Les profits et pertes réalisés découlant de swaps de devises sont comptabilisés à titre de profits ou pertes de change au règlement des contrats. Les profits et pertes réalisés découlant d'autres contrats d'instruments dérivés liés à certaines obligations de paiement sont comptabilisés dans les produits à mesure que les obligations sont réglées. Les profits et pertes latents sont comptabilisés en conséquence dans les produits des activités ordinaires, les frais de transport et de traitement et les profits et pertes de change à la fin de chaque période de présentation de l'information financière en fonction des variations de la juste valeur des contrats.

X) ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Les passifs liés aux pertes éventuelles liées aux réclamations, avis de cotisation, litiges, causes environnementales ou autres facteurs sont comptabilisés s'il est probable qu'une perte a été subie et si le montant peut en être raisonnablement estimé. Les montants ainsi comptabilisés sont ajustés à la lumière des nouveaux renseignements et selon la tournure des événements.

Y) PRISES DE POSITION COMPTABLES RÉCENTES

MODIFICATIONS DES MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

Le 1er janvier 2016, Encana a adopté les mises à jour des normes comptables (Accounting Standards Update ou « ASU ») suivantes pubiées par le FASB, lesquelles n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société :

- ASU 2014-12, *Compensation - Stock Compensation: Accounting for Share-Based Payments When the Terms of an Award Provide That a Performance Target Could Be Achieved After the Requisite Service Period*. Cette mise à jour exige qu'un objectif de performance qui influe sur l'acquisition de droits et qui pourrait être atteint après la période de service requise soit traité comme une condition de performance. Les modifications ont été appliquées prospectivement.

- ASU 2015-02, *Amendments to the Consolidation Analysis*. Cette mise à jour exige l'évaluation de sociétés en commandite et d'entités semblables au moyen des modèles des droits variables et des droits de vote, abolit la présomption qu'un commandité doit consolider une société en commandite et simplifie la détermination des droits variables et de leurs conséquences sur le critère relatif au principal bénéficiaire d'une entité lorsque des honoraires sont versés à un décideur. Les modifications ont été appliquées selon une méthode rétrospective intégrale.

- ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, et ASU 2015-15, *Presentation and Subsequent Measurement of Debt Issuance Costs Associated with Line-of-Credit Arrangements*. Ces mises à jour exigent que les frais d'émission de titres d'emprunt soient présentés à l'état de la situation financière en tant que déduction de la valeur comptable du passif connexe. Auparavant, ces frais figuraient à l'actif en tant que charge différée. Ces mises à jour précisent en outre que les frais d'émission de titres d'emprunt découlant d'accords de crédit peuvent être présentés en tant qu'actifs et amortis par la suite au prorata sur la durée de l'accord, et ce, qu'il y ait ou non des montants en cours. Ces modifications ont été appliquées rétrospectivement, donnant lieu à une baisse de 30 M$ des autres actifs, avec une baisse correspondante équivalente de la dette à long terme au 31 décembre 2015.

NOUVELLES NORMES PUBLIÉES MAIS NON ENCORE ADOPTÉES

En date du 1er janvier 2018, Encana sera tenue d'adopter l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers*, conformément au Topic 606, qui a remplacé le Topic 605, *Revenue Recognition*, et d'autres lignes directrices destinées à des secteurs précis et énoncées dans l'ASC. La nouvelle norme repose sur le principe que les produits des activités ordinaires sont constatés au moment du transfert, aux clients, de biens ou services faisant l'objet d'un accord à un montant qui reflète la contrepartie que la Société s'attend à pouvoir toucher en échange de ces biens ou services. En août 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-14, *Deferral of the Effective Date for Revenue from Contracts with Customers*, norme qui a reporté la date d'entrée en vigueur de l'ASU 2014-09, mais qui permet son adoption par anticipation à la date d'entrée en vigueur initiale, soit le 1er janvier 2017. À la date de son adoption, cette norme pourra être appliquée selon l'une des deux méthodes d'application rétrospective prescrites. Même si Encana n'a pas encore mené à terme l'adoption de cette norme, elle est actuellement d'avis que la norme n'aura pas une incidence importante sur ses états financiers consolidés, si ce n'est la communication d'informations plus détaillées liées à la ventilation des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients, aux obligations de prestation par la Société prévues au contrat et aux jugements importants.

Le 1er janvier 2019, Encana devra adopter l'ASU 2016-02, *Leases*, conformément au Topic 842, qui remplace le Topic 840, *Leases*. La nouvelle norme oblige les preneurs à comptabiliser les actifs liés au droit d'usage et les passifs connexes relatifs au bail à l'égard de tous les contrats de location, notamment ceux classés à titre de contrats de location simple, à l'état consolidé de la situation financière. Le modèle de classement double exigeant que les baux comptabilisés soient classés, soit à titre de contrats de location-financement, soit à titre de contrats de location simple, a été retenu en vue de l'évaluation et de la présentation ultérieures à l'état consolidé du résultat net et au tableau consolidé des flux de trésorerie. La nouvelle norme requiert également une information accrue à l'égard du montant, du calendrier et de l'incertitude des flux de trésorerie découlant des contrats de location. La norme sera appliquée à l'aide d'une méthode rétrospective modifiée et prévoit certaines mesures pratiques. Encana est actuellement dans la phase initiale de l'évaluation de la norme, mais elle prévoit qu'elle aura une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

Le 1er janvier 2020, Encana devra adopter l'ASU 2017-04, *Simplifying the Test for Goodwill Impairment*. La modification élimine la seconde étape du test de dépréciation du goodwill, en vertu de laquelle la Société doit évaluer l'excédent de la valeur comptable du goodwill de l'unité d'exploitation sur la juste valeur implicite de son goodwill. En vertu de cette modification, la dépréciation du goodwill est évaluée en fonction de l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur respective. Encana est actuellement dans les premières phases de l'évaluation de la modification.

2. Information sectorielle

Les secteurs à présenter d'Encana sont établis comme suit et en fonction de ses activités d'exploitation et régions géographiques :

- Le secteur **Activités au Canada** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes du centre de coûts canadien.

- Le secteur **Activités aux États-Unis** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes du centre de coûts américain.

- La principale responsabilité du secteur **Optimisation des marchés** consiste en la vente de la production de la Société. Ces ventes sont prises en compte dans les activités au Canada et aux États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers, ce qui procure une souplesse opérationnelle et une réduction des coûts en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Ces activités sont présentées dans le secteur Optimisation des marchés. Ce secteur vend la quasi-totalité de la production en amont de la Société à des tiers. Les transactions conclues entre les secteurs sont évaluées à la valeur de marché et sont éliminées au moment de la consolidation.

Le secteur Activités non sectorielles et autres comprend principalement des profits ou pertes latents inscrits à l'égard d'instruments financiers dérivés. Une fois les instruments réglés, les profits et pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur d'exploitation auquel les instruments dérivés sont liés.

Résultats d'exploitation

Information sectorielle et géographique

	Activités au Canada			Activités aux États-Unis			Optimisation des marchés		
Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
Produits des activités ordinaires									
Revenus générés par les produits	**952 $**	1 309 $	3 340 $	**1 491 $**	2 041 $	2 898 $	**- $**	- $	- $
Profits (pertes) sur la gestion des risques, montant net	**107**	495	(56)	**255**	425	(25)	**(1)**	(3)	(3)
Optimisation des marchés	**-**	-	-	**-**	-	-	**647**	368	1 251
Autres	**8**	18	26	**24**	25	29	**-**	-	-
Total des produits des activités ordinaires	**1 067**	1 822	3 310	**1 770**	2 491	2 902	**646**	365	1 248
Charges d'exploitation									
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes	**23**	28	64	**76**	116	146	**-**	-	-
Transport et traitement	**576**	654	826	**260**	580	658	**87**	12	-
Charges d'exploitation	**152**	152	274	**394**	519	326	**35**	33	39
Produits achetés	**-**	-	-	**-**	-	-	**586**	323	1 191
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	**260**	305	625	**523**	1 088	992	**-**	-	4
Pertes de valeur	**493**	-	-	**903**	6 473	-	**-**	-	-
Total des charges d'exploitation	**1 504**	1 139	1 789	**2 156**	8 776	2 122	**708**	368	1 234
Résultat d'exploitation	**(437) $**	683 $	1 521 $	**(386) $**	(6 285) $	780 $	**(62) $**	(3) $	14 $

	Activités non sectorielles et autres			Chiffres consolidés		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Produits des activités ordinaires						
Revenus générés par les produits	**- $**	- $	- $	**2 443 $**	3 350 $	6 238 $
Profits (pertes) sur la gestion des risques, montant net	**(636)**	(325)	456	**(275)**	592	372
Optimisation des marchés	**-**	-	-	**647**	368	1 251
Autres	**71**	69	103	**103**	112	158
Total des produits des activités ordinaires	**(565)**	(256)	559	**2 918**	4 422	8 019
Charges d'exploitation						
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes	**-**	-	-	**99**	144	210
Transport et traitement	**(22)**	6	12	**901**	1 252	1 496
Charges d'exploitation	**17**	19	28	**598**	723	667
Produits achetés	**-**	-	-	**586**	323	1 191
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	**76**	95	124	**859**	1 488	1 745
Pertes de valeur	**-**	-	-	**1 396**	6 473	-
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	**51**	45	52	**51**	45	52
Charges administratives	**309**	275	327	**309**	275	327
Total des charges d'exploitation	**431**	440	543	**4 799**	10 723	5 688
Résultat d'exploitation	**(996) $**	(696) $	16 $	**(1 881)**	(6 301)	2 331
Autres (produits) charges						
Charge d'intérêts				**397**	614	654
(Profit) perte de change, montant net				**(210)**	1 082	403
(Profit) perte sur les sorties d'actifs, montant net				**(390)**	(14)	(3 426)
Autres (profits) pertes, montant net				**(58)**	27	71
Total des autres (produits) charges				**(261)**	1 709	(2 298)
Résultat net avant impôt sur le résultat				**(1 620)**	(8 010)	4 629
Charge (économie) d'impôt sur le résultat				**(676)**	(2 845)	1 203
Résultat net				**(944)**	(5 165)	3 426
Résultat net attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle				**-**	-	(34)
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires				**(944) $**	(5 165) $	3 392 $

Information sur les transactions intersectorielles

	Optimisation des marchés								
	Ventes par commercialisation			Éliminations - activités en amont			Total		
Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
Produits des activités ordinaires	**3 304 $**	4 309 $	7 371 $	**(2 658) $**	(3 944) $	(6 123) $	**646 $**	365 $	1 248 $
Charges d'exploitation									
Transport et traitement	**279**	348	458	**(192)**	(336)	(458)	**87**	12	-
Charges d'exploitation	**35**	33	62	**-**	-	(23)	**35**	33	39
Produits achetés	**3 052**	3 931	6 822	**(2 466)**	(3 608)	(5 631)	**586**	323	1 191
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	**-**	-	4	**-**	-	-	**-**	-	4
Résultats d'exploitation	**(62) $**	(3) $	25 $	**- $**	- $	(11) $	**(62) $**	(3) $	14 $

Dépenses d'investissement

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Activités au Canada	**256 $**	380 $	1 226 $
Activités aux États-Unis	**873**	1 847	1 285
Optimisation des marchés	**1**	1	-
Activités non sectorielles et autres	**2**	4	15
	1 132 $	2 232 $	2 526 $

Goodwill, immobilisations corporelles et total de l'actif par secteur

	Goodwill		Immobilisations corporelles		Total de l'actif [1]	
31 décembre	**2016**	2015	**2016**	2015	**2016**	2015
Activités au Canada	**650 $**	**661** $	**602 $**	1 100 $	**1 542 $**	2 036 $
Activités aux États-Unis	**2 129**	**2 129**	**6 050**	7 249	**9 535**	10 405
Optimisation des marchés	**-**	**-**	**2**	1	**105**	95
Activités non sectorielles et autres	**-**	**-**	**1 485**	1 507	**3 471**	3 078
	2 779 $	**2 790** $	**8 139 $**	9 857 $	**14 653 $**	15 614 $

[1] Le total de l'actif de 2015 a été retraité par suite de l'adoption de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, dont il est fait mention à la note 1.

Goodwill, immobilisations corporelles et total de l'actif par région géographique

	Goodwill		Immobilisations corporelles		Total de l'actif [1]	
31 décembre	**2016**	2015	**2016**	2015	**2016**	2015
Canada	**650 $**	661 $	**2 000 $**	2 495 $	**4 732 $**	5 033 $
États-Unis	**2 129**	2 129	**6 139**	7 362	**9 902**	10 570
Autres pays	**-**	-	**-**	-	**19**	11
	2 779 $	2 790 $	**8 139 $**	9 857 $	**14 653 $**	15 614 $

[1] Le total de l'actif de 2015 a été retraité par suite de l'adoption de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, dont il est fait mention à la note 1.

Ventes à l'exportation

Les ventes de gaz naturel et de liquides produits ou achetés au Canada qui ont été livrées à des clients situés à l'extérieur du Canada ont totalisé 50 M$ (153 M$ en 2015; 338 M$ en 2014).

Principaux clients

En ce qui a trait à la commercialisation et à la vente du gaz naturel et des liquides produits par Encana ou achetés par celle-ci au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a eu deux clients qui ont généré plus de 10 % de ses revenus générés par les produits. Les ventes à ces clients, qui ont une notation de crédit de première qualité, se sont élevées à environ 434 M$ et à 343 M$, soit 99 M$ au Canada et 678 M$ aux États-Unis (deux clients auprès desquels les ventes ont été, respectivement, d'environ 447 M$ et 414 M$ en 2015; un client auprès duquel les ventes ont été d'environ 1 043 M$ en 2014).

3. Regroupements d'entreprises

Acquisition d'Eagle Ford

Le 20 juin 2014, Encana a acquis des biens situés dans la formation de schiste Eagle Ford en contrepartie d'environ 2,9 G$, après les ajustements de clôture. L'acquisition a aussi inclus une participation dans certains biens productifs et dans des terrains non mis en valeur situés dans les comtés de Karnes, de Wilson et d'Atascosa dans le sud du Texas. Encana a financé cette acquisition au moyen de ses fonds en caisse. Les coûts de transaction, soit quelque 9 M$, ont été inscrits dans les autres (produits) charges. Les actifs acquis ont généré des produits des activités ordinaires de 585 M$ et un résultat net de 222 M$ pour la période comprise entre le 20 juin 2014 et le 31 décembre 2014.

Acquisition d'Athlon Energy Inc.

Le 13 novembre 2014, Encana a procédé à l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Athlon Energy Inc. (« Athlon ») pour la somme de 5,93 G$, ou 58,50 $ par action. En outre, Encana a repris 1,15 G$ de billets de premier rang d'Athlon et a remboursé et résilié sa facilité de crédit dont l'encours totalisait 335 M$. Encana a financé cette acquisition au moyen de ses fonds en caisse. Les coûts de transaction, soit quelque 31 M$, ont été inscrits dans les autres (produits) charges. Après la conclusion de l'acquisition, les 1,15 G$ de billets de premier rang d'Athlon ont été remboursés conformément aux dispositions des actes de fiducie les régissant. Les principales activités d'Athlon consistaient en l'acquisition et la mise en valeur de biens pétroliers et gaziers situés dans le bassin Permian dans l'ouest du Texas. Les actifs acquis ont généré des produits des activités ordinaires de 176 M$ et une perte nette de 3 M$ pour la période comprise entre le 13 novembre 2014 et le 31 décembre 2014.

Ventilation du prix d'achat

Ces transactions ont été comptabilisées selon la méthode de l'acquisition, laquelle exige que les actifs acquis et les passifs repris soient constatés à leur juste valeur à la date d'acquisition. La ventilation du prix d'achat définitif est constatée dans les activités aux États-Unis et correspond à la contrepartie versée ainsi que la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris à la date d'acquisition, tel qu'il est indiqué dans le tableau ci-après.

Ventilation du prix d'achat	Eagle Ford	Athlon[1)]
Actifs acquis :		
Trésorerie	- $	2 $
Créances clients et autres actifs courants	4	133
Gestion des risques	-	80
Biens prouvés	2 873	2 124
Biens non prouvés	78	5 338
Autres immobilisations corporelles	-	2
Autres actifs	-	2
Goodwill	-	1 724
Passifs repris :		
Dettes fournisseurs et charges à payer	-	(195)
Dette à long terme, incluant la facilité de crédit renouvelable	-	(1 497)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(32)	(25)
Impôt sur le résultat différé	-	(1 724)
Total du prix d'achat	2 923 $	5 964 $

1) Le prix d'achat comprend la contrepartie en trésorerie versée pour les actions ordinaires émises et en circulation d'Athlon, à savoir 58,50 $ par action, pour un total de 5,93 G$, ainsi que des paiements visant à résilier certains contrats d'emploi des membres de la direction d'Athlon ainsi que des paiements relatifs à certaines autres obligations existantes de celle-ci.

La Société a utilisé la technique d'évaluation de l'approche par le résultat pour établir la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris. La valeur comptable de la trésorerie, des créances clients et autres actifs courants ainsi que des dettes fournisseurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur étant donné l'échéance à court terme de ces instruments. La juste valeur des actifs liés à la gestion des risques et de la dette à long terme, incluant la facilité de crédit renouvelable, a été classée dans le niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur et a été déterminée au moyen de prix cotés et de taux provenant d'une source de prix disponible. La juste valeur des biens prouvés et non prouvés, des autres immobilisations corporelles, des autres actifs, du goodwill et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations a été classée dans le niveau 3 de cette hiérarchie et a été établie d'après des hypothèses de marché pertinentes, dont les taux d'actualisation, les prix des marchandises et coûts futurs, le calendrier des activités de mise en valeur, des projections quant aux réserves de pétrole et de gaz et des estimations relatives à l'abandon et à la remise en état de puits productifs.

Le goodwill lié à l'acquisition d'Athlon a résulté principalement de l'exigence de constater de l'impôt différé sur l'écart entre la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris et leur valeur fiscale de report respective. Le goodwill n'est pas amorti ni déductible aux fins fiscales.

Renseignements financiers pro forma non audités

Les renseignements financiers pro forma non audités qui suivent intègrent les résultats financiers historiques d'Eagle Ford et d'Athlon; ils ont été établis comme si les acquisitions avaient eu lieu le 1er janvier 2014 et ne reflètent pas nécessairement les résultats d'exploitation qui auraient réellement été obtenus si les regroupements d'entreprises avaient eu lieu à cette date. En outre, ces renseignements pro forma ne constituent pas des projections des résultats d'exploitation d'Encana pour toute période à venir. Les résultats consolidés de la Société pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 tiennent compte de ceux d'Eagle Ford et d'Athlon.

Exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars US, sauf les montants par action)	Eagle Ford	Athlon
Produits des activités ordinaires	8 760 $	8 572 $
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 641 $	3 486 $
Résultat net par action ordinaire :		
De base et dilué	4,91 $	4,71 $

4. Acquisitions et sorties d'actifs

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Acquisitions			
Activités au Canada	**1 $**	9 $	21 $
Activités aux États-Unis	**209**	27	2 995
Activités non sectorielles et autres	**-**	34	-
Total des acquisitions	**210**	70	3 016
Sorties d'actifs			
Activités au Canada	**(456)**	(959)	(1 847)
Activités aux États-Unis	**(806)**	(896)	(2 264)
Optimisation des marchés	**-**	-	(205)
Activités non sectorielles et autres	**-**	(53)	(29)
Total des sorties d'actifs	**(1 262)**	(1 908)	(4 345)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	**(1 052) $**	(1 838) $	(1 329) $

ACQUISITIONS

Pour 2016, les acquisitions liées aux activités aux États-Unis comprennent surtout l'acquisition d'actifs de collecte du gaz naturel et de traitement de l'eau situés à Piceance au Colorado et l'achat de terrains et de biens présentant un potentiel élevé de pétrole et de liquides à Eagle Ford. Pour 2014, les acquisitions ont inclus essentiellement l'achat de certains biens dans la formation de schiste Eagle Ford dans le sud du Texas, tel qu'il est décrit à la note 3.

SORTIES

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le montant reçu à la vente d'actifs s'est établi à 1 262 M$ (1 908 M$ en 2015 et 4 345 M$ en 2014). En 2016, les sorties d'actifs se sont chiffrées à 456 M$ pour les activités au Canada et à 806 M$ pour les activités aux États-Unis.

Les montants touchés par suite des sorties d'actifs ont été retranchés des comptes de coût entier canadien et américain respectifs, sauf dans le cas des sorties d'actifs qui ont modifié fortement le rapport entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts du pays concerné. Lorsqu'une sortie d'actifs donne lieu à un profit ou à une perte et porte sur une entreprise, un goodwill est attribué à la transaction.

Activités au Canada

En 2016, les sorties d'actifs des activités au Canada ont porté essentiellement sur la vente d'actifs faisant partie de l'usine Gordondale à Montney, dans le nord-ouest de l'Alberta pour une contrepartie d'environ 600 M$ CA (455 M$), après les ajustements de clôture. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, Encana a comptabilisé un profit d'environ 394 M$, avant impôts, à la vente d'actifs de l'usine Gordondale du centre de coûts canadien et a ventilé à cette transaction un goodwill de 32 M$.

En 2015, les sorties d'actifs des activités au Canada ont porté essentiellement sur la vente de certains actifs de Wheatland, dans le centre et le sud de l'Alberta, pour un produit d'environ 557 M$ CA (467 M$), après les ajustements de clôture, sur la vente de certains actifs de collecte et de compression du gaz naturel à Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, pour un produit d'environ 450 M$ CA (355 M$), après les ajustements de clôture, ainsi que sur certains biens qui ne constituaient pas un bon complément au portefeuille d'actifs d'Encana.

En 2014, les sorties d'actifs des activités au Canada ont porté essentiellement sur la vente des actifs que la Société détenait à Bighorn, dans le centre-ouest de l'Alberta, en contrepartie d'environ 1 725 M$, après les ajustements de clôture. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, Encana a constaté, dans le centre de coûts canadien, un profit de quelque 1 014 M$, avant impôt, sur la vente de ces actifs et a ventilé à cette transaction un goodwill de 257 M$.

Activités aux États-Unis

En 2016, les sorties d'actifs des activités aux États-Unis ont porté essentiellement sur la vente des actifs du bassin DJ, situés dans le nord du Colorado, pour un produit d'environ 633 M$, après les ajustements de clôture, et de certaines participations louées dans des concessions pétrolières et gazières à Piceance, au Colorado, pour un produit d'environ 135 M$.

En 2015, les sorties d'actifs des activités aux États-Unis ont porté essentiellement sur la vente des biens de gaz naturel de Haynesville, situés dans le nord de la Louisiane, pour un produit d'environ 769 M$, après les ajustements de clôture, et de certains biens qui ne rehaussaient pas le portefeuille d'actifs d'Encana.

En 2014, les sorties d'actifs des activités aux États-Unis comprenaient principalement la vente des biens de Jonah, situés au Wyoming, pour un produit d'environ 1 636 M$, après les ajustements de clôture, et la vente de certains biens d'East Texas pour un produit de quelque 495 M$, après les ajustements de clôture. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, Encana a constaté, dans le centre de coûts américain, un profit d'environ 209 M$, avant impôt, sur la vente des biens de Jonah et a ventilé à cette transaction un goodwill de 68 M$.

Optimisation des marchés

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les sorties d'actifs du secteur Optimisation des marchés se sont chiffrées à 205 M$ et incluaient principalement les biens de production d'électricité de la Société.

Activités non sectorielles et autres

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les acquisitions et sorties d'actifs des activités non sectorielles et autres tenaient essentiellement compte de l'achat et de la vente ultérieure de l'immeuble de bureaux Encana Place, situé à Calgary, qui ont donné lieu à un profit sur une sortie d'actifs d'environ 12 M$.

AUTRES TRANSACTIONS SUR LES CAPITAUX PROPRES

Une acquisition ou une cession d'actions ordinaires a eu lieu dans le cadre des transactions suivantes et c'est pourquoi celles-ci n'ont pas été prises en compte dans le tableau des acquisitions et des sorties d'actifs figurant ci-dessus.

Acquisition d'Athlon

Le 13 novembre 2014, Encana a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Athlon pour la somme de 5,93 G$, ou 58,50 $ par action. Il y a lieu de se reporter à la note 3 pour obtenir d'autres détails concernant la transaction portant sur Athlon.

Sortie de la participation dans PrairieSky

Le 26 septembre 2014, Encana a procédé au reclassement de 70,2 millions d'actions ordinaires de PrairieSky au prix de 36,50 $ CA l'action ordinaire, ce qui lui a valu un produit brut d'environ 2,6 G$ CA. Comme la vente de la participation dans PrairieSky a modifié fortement le rapport entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts canadien, Encana a constaté sur cette sortie d'actifs un profit d'environ 2,1 G$ avant impôt. Il y a lieu de se reporter à la note 18 pour obtenir d'autres détails sur les transactions mettant en jeu PrairieSky.

5. Charge d'intérêts

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Charges d'intérêts sur les éléments suivants			
Dette	**296 $**	497 $	509 $
Immeuble de bureaux The Bow	**62**	65	75
Contrats de location-acquisition	**24**	28	37
Autres	**15**	24	33
	397 $	614 $	654 $

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la charge d'intérêts sur la dette comprenait un paiement d'intérêts non récurrent d'environ 165 M$ associé au remboursement anticipé de billets de la Société qui a eu lieu en avril 2015, soit ses 700 M$ de billets, à 5,90 %, échéant le 1er décembre 2017 et ses 750 M$ CA de billets à moyen terme, à 5,80 %, échéant le 18 janvier 2018, tel qu'il est indiqué à la note 13.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la charge d'intérêts sur la dette comprenait un paiement non récurrent d'environ 125 M$ associé au remboursement anticipé de billets de premier rang repris dans le cadre de l'acquisition d'Athlon (qui est décrite à la note 3).

6. (Profit) perte de change, montant net

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
(Profit latent) perte latente de change à la conversion			
De titres d'emprunt libellés en dollars américains et émis depuis le Canada	**(130) $**	754 $	456 $
De contrats de gestion des risques libellés en dollars américains et conclus depuis le Canada	**4**	(67)	(16)
De billets intersociété	**(14)**	-	-
	(140)	687	440
Écart de change sur des règlements	**(68)**	358	28
Autres réévaluations monétaires	**(2)**	37	(65)
	(210) $	1 082 $	403 $

7. Impôt sur le résultat

La charge d'impôt sur le résultat s'établit comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Impôt exigible			
Canada	**(82) $**	(25) $	249 $
États-Unis	**-**	(17)	(21)
Autres pays	**4**	8	15
Total de la charge (économie) d'impôt exigible	**(78)**	(34)	243
Impôt différé			
Canada	**(163)**	(316)	713
États-Unis	**(435)**	(2 495)	246
Autres pays	**-**	-	1
Total de la charge (économie) d'impôt différé	**(598)**	(2 811)	960
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	**(676) $**	(2 845) $	1 203 $

Le tableau suivant présente un rapprochement de l'impôt sur le résultat calculé au taux prévu par la loi au Canada et de l'impôt sur le résultat réel :

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Résultat net avant impôt sur le résultat			
Canada	**(627) $**	(2 014) $	3 744 $
États-Unis	**(1 522)**	(6 963)	665
Autres pays	**529**	967	220
Total du résultat net avant impôt sur le résultat	**(1 620)**	(8 010)	4 629
Taux prévu par la loi au Canada	**27,0 %**	26,4 %	25,7 %
Impôt sur le résultat attendu	**(437)**	(2 115)	1 190
Incidence des éléments suivants sur l'impôt			
Impôt sur le résultat lié aux établissements à l'étranger	**(266)**	(776)	1
Incidence des modifications des lois	**-**	(11)	-
(Gains) pertes en capital non imposables	**(29)**	132	64
Écarts de nature fiscale résultant de sorties d'actifs et de transactions	**9**	(8)	8
Ventilations de l'impôt de coentreprise en excédent du financement	**(17)**	(21)	(53)
Montants relatifs à des exercices antérieurs	**(11)**	(8)	(19)
Variation de la provision pour moins-value	**121**	-	6
Autres	**(46)**	(38)	6
	(676) $	(2 845) $	1 203 $
Taux d'impôt effectif	**41,7 %**	35,5 %	26,0 %

Le montant net de l'actif (du passif) d'impôt différé se compose des éléments suivants :

31 décembre	**2016**	2015
Actif d'impôt différé		
Immobilisations corporelles	**256 $**	226 $
Gestion des risques	**81**	-
Régimes de rémunération	**100**	72
Intérêts et autres déductions différées	**48**	224
Pertes de change latentes	**20**	36
Pertes autres qu'en capital et pertes en capital nettes reportées prospectivement	**1 149**	1 009
Crédits d'impôt minimum de remplacement et crédits d'impôt étranger	**208**	208
Autres	**72**	99
Moins la provision pour moins-value	**(133)**	(12)
Passif d'impôt différé		
Immobilisations corporelles	**(155)**	(660)
Gestion des risques	**-**	(122)
Autres	**(19)**	(23)
Actif (passif) d'impôt différé, montant net	**1 627 $**	1 057 $

Au 31 décembre 2016, Encana a comptabilisé une provision pour moins-value à l'égard de crédits pour impôts étrangers aux États-Unis et de dons de charité aux États-Unis de 129 M$ (12 M$ en 2015) et de 4 M$ (néant en 2015), respectivement, car il est plus probable qu'improbable que ces avantages ne seront pas réalisés selon les bénéfices imposables futurs prévus, tel qu'il a été établi conformément aux méthodes comptables de la Société.

Le montant net de l'actif (du passif) d'impôt différé pour les territoires suivants est pris en compte dans l'état consolidé de la situation financière comme suit :

31 décembre	**2016**	2015
Actif d'impôt différé		
Canada	**568 $**	411 $
États-Unis	**1 090**	670
	1 658	1 081
Passif d'impôt différé		
Canada	**(31)**	(24)
États-Unis	**-**	-
	(31)	(24)
Actif (passif) d'impôt différé, montant net	**1 627 $**	1 057 $

Les comptes fiscaux, les reports de perte prospectifs, les dons de charité et les crédits d'impôt disponibles sont comme suit :

31 décembre	**2016**	**Année d'expiration**
Canada		
Comptes fiscaux	**1 191 $**	**Sans expiration**
Pertes en capital nettes	**20**	**Sans expiration**
Pertes autres qu'en capital	**481**	**2027 - 2036**
Dons de charité	**2**	**2021**
États-Unis		
Valeur fiscale	**5 314 $**	**Sans expiration**
Pertes autres qu'en capital (fédéral)	**2 826**	**2031 – 2036**
Dons de charité	**11**	**2019 – 2022**
Crédits d'impôt minimum de remplacement	**10**	**Sans expiration**
Crédits d'impôt étranger	**198**	**2021 - 2025**

Au 31 décembre 2016, une tranche d'environ 2,7 G$ des résultats non distribués d'Encana provenant de ses filiales étrangères était considérée comme ayant été réinvestie de façon permanente à l'extérieur du Canada. Par conséquent, Encana n'a pas constaté de passif d'impôt différé pour l'impôt canadien s'appliquant à cette tranche. Si celle-ci devait être rapatriée au Canada, Encana pourrait être assujettie à l'impôt canadien et à des retenues d'impôt étranger. Toutefois, il est impossible de calculer tout montant éventuel des passifs d'impôt différé non constatés.

Le tableau suivant présente l'évolution du solde des économies d'impôt non constatées d'Encana, exclusion faite des intérêts.

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015
Solde à l'ouverture de l'exercice	**(317) $**	**(382)** $
Ajouts pour les positions fiscales prises dans l'exercice considéré	**-**	**-**
Ajouts pour les positions fiscales des exercices précédents	**(1)**	**(6)**
Réductions pour les positions fiscales des exercices précédents	**-**	**1**
Positions frappées de prescription	**42**	**4**
Règlements	**-**	**5**
Écart de conversion	**(10)**	**61**
Solde à la fin de l'exercice	**(286) $**	**(317)** $

Les économies d'impôt non constatées sont prises en compte comme suit à l'état consolidé de la situation financière :

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015
Impôt sur le résultat à recouvrer	**(21) $**	(61) $
Autres passifs et provisions (note 14)	**(193)**	(189)
Actif d'impôt différé[1)]	**(72)**	(67)
Solde à la clôture de l'exercice	**(286) $**	(317) $

Si elles étaient comptabilisées, toutes les économies d'impôt non constatées d'Encana au 31 décembre 2016 auraient une incidence sur son taux d'impôt effectif. Encana ne prévoit pas que le montant des économies d'impôt non constatées changera de façon importante dans les 12 prochains mois.

Encana comptabilise dans la charge d'intérêts les intérêts courus sur les économies d'impôt non constatées. En 2016, Encana a inscrit 1 M$ dans la charge d'intérêts (2 M$ en 2015 et 1 M$ en 2014). Au 31 décembre 2016, Encana avait un passif de 4 M$ (3 M$ en 2015) se rapportant à des intérêts courus sur les économies d'impôt non constatées.

Un résumé des années d'imposition, par territoire, qui demeurent assujetties à l'examen des administrations fiscales, est présenté ci-après.

Territoire	**Années d'imposition**
Canada – Fédéral	**2009 – 2016**
Canada – Provincial	**2009 – 2016**
États-Unis – Fédéral	**2013 – 2016**
États-Unis – Étatique	**2012 – 2016**
Autres	**2015 - 2016**

Encana et ses filiales produisent des déclarations de revenus principalement au Canada et aux États-Unis. Les points en litige pour les exercices audités et les audits des exercices ultérieurs sont continus et en sont à diverses étapes d'achèvement.

8. Créances clients et produits à recevoir

31 décembre	**2016**	2015
Créances commerciales et produits à recevoir		
Pétrole et gaz naturel	**394 $**	293 $
Activités médianes et commercialisation	**161**	130
Instruments financiers dérivés	**4**	52
Activités non sectorielles et autres	**81**	131
Total des créances commerciales et des produits à recevoir	**640**	606
Montants payés d'avance	**18**	25
Acomptes et autres	**11**	18
	669	649
Provision pour créances douteuses	**(6)**	(4)
	663 $	645 $

Le solde des créances commerciales d'Encana se compose de créances liées au pétrole et au gaz naturel, de produits tirés de la commercialisation et de créances liées à des coentreprises. Les créances commerciales ne portent pas intérêt. Pour déterminer la recouvrabilité des créances, la Société tient compte de l'âge des créances non réglées et de la cote de solvabilité des contreparties. La Société inscrit les créances non recouvrables à titre de provision pour créances douteuses lorsqu'il a été établi qu'elles ne sont plus recouvrables. D'autres d'informations sur le risque de crédit sont présentées à la note 24.

9. Immobilisations corporelles, montant net

31 décembre	**2016**			2015		
	Coût	**Cumul des amortisse-ments et de l'épuisement**	**Montant net**	Coût	Cumul des amortisse-ments et de l'épuisement	Montant net
Activités au Canada						
Biens prouvés	**13 159 $**	**(12 896) $**	**263 $**	14 866 $	(14 170) $	696 $
Biens non prouvés	**285**	**-**	**285**	334	-	334
Autres	**54**	**-**	**54**	70	-	70
	13 498	**(12 896)**	**602**	15 270	(14 170)	1 100
Activités aux États-Unis						
Biens prouvés	**26 393**	**(25 300)**	**1 093**	25 723	(23 822)	1 901
Biens non prouvés	**4 913**	**-**	**4 913**	5 282	-	5 282
Autres	**44**	**-**	**44**	66	-	66
	31 350	**(25 300)**	**6 050**	31 071	(23 822)	7 249
Optimisation des marchés	**6**	**(4)**	**2**	5	(4)	1
Activités non sectorielles et autres	**2 148**	**(663)**	**1 485**	2 098	(591)	1 507
	47 002 $	**(38 863) $**	**8 139 $**	48 444 $	(38 587) $	9 857 $

Les immobilisations corporelles des activités au Canada et aux États-Unis comprennent des coûts internes qui sont directement liés aux activités de prospection, de mise en valeur et de construction de 161 M$ et qui ont été incorporés au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 (217 M$ en 2015). L'élément Activités non sectorielles et autres comprend des coûts liés à des biens internationaux de 58 M$ (58 M$ en 2015) qui ont été entièrement dépréciés.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a, par suite de tests de plafonnement du coût entier, imputé des pertes de valeur avant impôt de 493 M$ (néant en 2015 et en 2014) au centre de coûts canadien et 903 M$ (6 473 M$ en 2015 et néant en 2014) au centre de coûts américain. Ces pertes de valeur ont été prises en compte dans le cumul des amortissements et de l'épuisement figurant dans le tableau ci-dessus et ont découlé surtout de la baisse des prix moyens des marchandises des 12 derniers mois, ce qui a entraîné une réduction des volumes et de la valeur des réserves prouvées.

Les prix moyens des 12 derniers mois qui sont utilisés dans les calculs effectués dans le cadre des tests de plafonnement du coût entier tiennent compte de prix de référence ajustés en fonction des écarts pour le calcul des données locales comme les prix de référence, les frais et tarifs de transport, le contenu thermique et la qualité. Les prix de référence sont indiqués à la note 27.

Contrats de location-acquisition

La Société a conclu plusieurs contrats de location qui sont constatés comme des contrats de location-acquisition et qui visent notamment un immeuble de bureaux, du matériel et une plateforme de production en mer.

Au 31 décembre 2016, la valeur comptable des biens visés par des contrats de location-acquisition totalisait 51 M$ (376 M$ en 2015), déduction faite de l'amortissement cumulé de 648 M$ (310 M$ en 2015). Les passifs associés aux contrats de location-acquisition sont comptabilisés à l'élément Autres passifs et provisions de l'état consolidé de la situation financière et sont présentés à la note 14.

Autre entente

Au 31 décembre 2016, une valeur comptable de 1 194 M$ (1 179 M$ en 2015) était inscrite dans les immobilisations corporelles et le total de l'actif du secteur Activités non sectorielles et autres relativement à l'immeuble de bureaux The Bow, lequel fait l'objet d'un bail de 25 ans. Cet immeuble est amorti sur sa durée d'utilité estimée, soit 60 ans. À la fin du terme de 25 ans en 2037, l'actif résiduel et le passif correspondant devraient être décomptabilisés, tel qu'il est indiqué à la note 14.

10. Autres actifs

31 décembre	**2016**	2015[1)]
Placements à long terme	**26 $**	161 $
Créances à long terme	**71**	70
Charge différée	**9**	11
Autres	**30**	24
	136 $	296 $

1) Les autres actifs de 2015 ont été retraités par suite de l'adoption de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, dont il est fait mention à la note 1.

11. Goodwill

31 décembre	**2016**	2015
Canada		
Solde à l'ouverture de l'exercice	**661 $**	788 $
Sorties durant l'exercice (note 4)	**(32)**	-
Écart de conversion	**21**	(127)
Solde à la clôture de l'exercice	**650**	661
États-Unis		
Solde à l'ouverture et à la clôture de l'exercice	**2 129**	2 129
Total du goodwill	**2 779 $**	2 790 $

En 2016, la Société a décomptabilisé 32 M$ à titre de goodwill à la sortie des actifs de l'usine Gordondale, tel qu'il est décrit à la note 4. Il n'y a eu aucune acquisition ni sortie de goodwill en 2015.

Un test de dépréciation du goodwill a été effectué aux 31 décembre 2016 et 2015. Il a été établi que la juste valeur des unités d'exploitation au Canada et aux États-Unis était supérieure à leur valeur comptable respective. Par conséquent, aucune perte de valeur du goodwill n'a été comptabilisée. La Société n'a pas comptabilisé de cumul historique de perte de valeur du goodwill.

12. Dettes fournisseurs et charges à payer

31 décembre	**2016**	2015
Comptes fournisseurs	**240 $**	254 $
Charges à payer relativement aux dépenses d'investissement	**280**	257
Charges à payer relativement aux redevances et à la production	**300**	345
Autres charges à payer	**234**	252
Intérêts à payer	**69**	80
Partie courante des primes d'intéressement à long terme (note 21)	**88**	28
Partie courante des obligations en vertu de contrats de location-acquisition (note 14)	**59**	54
Partie courante des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 15)	**33**	41
	1 303 $	1 311 $

Les dettes fournisseurs et les charges à payer ne portent pas intérêt. Les intérêts à payer représentent les montants à payer relativement aux billets non garantis d'Encana comme il est indiqué à la note 13.

13. Dette à long terme

31 décembre	*Note*	**2016**	2015
Dette libellée en dollars américains			
Crédit renouvelable et emprunts à terme	*A*	**- $**	650 $
Billets non garantis en dollars américains	*B*		
6,50 %, échéant le 15 mai 2019		**500**	500
3,90 %, échéant le 15 novembre 2021		**600**	600
8,125 %, échéant le 15 septembre 2030		**300**	300
7,20 %, échéant le 1er novembre 2031		**350**	350
7,375 %, échéant le 1er novembre 2031		**500**	500
6,50 %, échéant le 15 août 2034		**750**	750
6,625 %, échéant le 15 août 2037[1)]		**462**	500
6,50 %, échéant le 1er février 2038[1)]		**505**	800
5,15 %, échéant le 15 novembre 2041[1)]		**244**	400
Capital total	*F*	**4 211**	5 350
Augmentation de la valeur de la dette reprise	*C*	**26**	27
Escomptes non amortis sur la dette et frais d'émission[2)]	*D*	**(39)**	(44)
Partie courante de la dette à long terme	*E*	**-**	-
		4 198 $	5 333 $

1) Billets acceptés pour rachat dans le cadre de l'offre publique de rachat de mars 2016.

2) La dette à long terme de 2015 a été retraitée par suite de l'adoption de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, dont il est fait mention à la note 1.

A) CRÉDIT RENOUVELABLE ET EMPRUNTS À TERME

Crédit renouvelable et emprunts à terme libellés en dollars américains

Au 31 décembre 2016, Encana disposait de facilités de crédit bancaire renouvelables consenties totalisant 4,5 G$ et comprenant une facilité de crédit bancaire renouvelable de 3,0 G$ destinée à Encana et une facilité de crédit bancaire renouvelable de 1,5 G$, destinée à une filiale américaine. Ces facilités peuvent être prorogées à l'occasion, mais pas plus d'une fois par année, au gré des prêteurs et à la demande d'Encana, pour une période d'au plus cinq ans et 90 jours à partir de la date de la demande de prorogation. Les facilités viennent à échéance en juillet 2020 et sont entièrement renouvelables jusqu'à leur échéance.

Encana est assujettie à certaines clauses restrictives de nature financière aux termes de ses ententes de facilités de crédit en vertu desquelles le ratio financement de la dette par rapport aux capitaux permanents ajustés ne peut être supérieur à 60 %. Le financement de la dette comprend surtout la dette à long terme totale et les obligations en vertu de contrats de location-acquisition. Les capitaux permanents ajustés correspondent à la somme du total du financement de la dette, des capitaux propres et d'un ajustement de 7,7 G$ des capitaux permanents en fonction du cumul des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui avaient été constatées au 31 décembre 2011 en lien avec l'adoption, le 1er janvier 2012, des PCGR des États-Unis. Au 31 décembre 2016, la Société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives de nature financière.

La facilité d'Encana, toujours inutilisée au 31 décembre 2016, n'est pas garantie et porte intérêt aux taux pratiqués par les prêteurs pour des emprunts au taux préférentiel canadien, au taux de base américain, au taux des acceptations bancaires ou au TIOL, chacun étant majoré des marges applicables. La facilité destinée à la filiale américaine, toujours inutilisée au 31 décembre 2016, porte intérêt aux taux pratiqués par les prêteurs pour des emprunts au taux de base américain ou au TIOL, chacun étant majoré des marges applicables.

Les commissions d'attente versées en 2016 relativement aux ententes de crédit renouvelable et aux emprunts à terme se sont établies à quelque 14 M$ (11 M$ en 2015 et 12 M$ en 2014).

B) BILLETS NON GARANTIS

Prospectus préalable

En 2016, Encana a déposé un prospectus préalable de base simplifié au Canada et aux États-Unis qui lui permet d'émettre à l'occasion jusqu'à 6,0 G$, ou l'équivalent en monnaies étrangères, de titres d'emprunt, d'actions ordinaires, d'actions privilégiées de catégorie A, de reçus de souscription, de bons de souscription, d'unités, de contrats d'achat d'actions et d'unités d'achat d'actions au Canada ou aux États-Unis, ou dans ces deux pays. En septembre 2016 et en mars 2015, la Société a déposé des suppléments de prospectus visant l'émission d'actions ordinaires, tel qu'il est décrit à la note 16. Au 31 décembre 2016, 4,8 G$ étaient accessibles aux termes du prospectus préalable, montant dont la disponibilité reposait sur la conjoncture.

Billets non garantis en dollars américains

Les billets non garantis incluent des billets à moyen terme et des billets de premier rang qui sont émis de temps à autre aux termes d'actes de fiducie et qui ont égalité de rang en ce qui concerne le paiement du capital et des intérêts.

Le 16 mars 2016, Encana a annoncé des offres publiques de rachat (collectivement, les « offres publiques de rachat ») visant certains des billets de premier rang en circulation de la Société (collectivement, les « billets »). Le prix d'achat global des offres publiques de rachat se chiffrait à 250 M$, exclusion faite des intérêts courus et impayés. La contrepartie versée pour chaque tranche de 1 000 $ de capital des billets valablement déposés et acceptés aux fins du rachat comprend une prime de rachat anticipé de 30 $ par tranche de 1 000 $ de capital des billets acceptés aux fins du rachat, dans la mesure où les billets sont valablement déposés à compter de la date de dépôt anticipé ou avant cette date, soit le 29 mars 2016. Tous les billets valablement déposés et acceptés aux fins du rachat comprennent aussi les intérêts courus et impayés jusqu'à la date de règlement.

Le 30 mars 2016, Encana a annoncé qu'elle augmentait le prix d'achat global des offres publiques de rachat, le faisant passer à 400 M$, exclusion faite des intérêts courus et impayés, et qu'elle avait accepté aux fins du rachat i) un capital global de 156 M$ des billets à 5,15 % échéant en 2041, ii) un capital global de 295 M$ des billets à 6,50 % échéant en 2038 et iii) un capital global de 38 M$ des billets à 6,625 % échéant en 2037. La Société a payé un montant global de 406 M$, y compris des intérêts courus et impayés de 6 M$ et une prime de rachat anticipé de 14 M$, pour les billets acceptés aux fins du rachat. La

Société s'est servie de fonds en caisse et de prélèvements sur ses facilités de crédit renouvelables pour financer les offres de rachat.

Encana a en outre comptabilisé un profit de 103 M$ au remboursement anticipé de titres d'emprunt, avant impôt, qui correspond à la différence entre la valeur comptable des billets acceptés aux fins du rachat et la contrepartie payée. Le profit au remboursement anticipé de titres d'emprunt, déduction faite de la prime de rachat anticipé, a totalisé 89 M$, montant qui a été inclus dans les autres (produits) charges à l'état consolidé du résultat net.

Le 5 mars 2015, Encana a avisé les porteurs des billets qu'elle rembourserait ses 700 M$ de billets, à 5,90 %, échéant le 1er décembre 2017 et ses 750 M$ CA de billets à moyen terme, à 5,80 %, échéant le 18 janvier 2018. Le 6 avril 2015, la Société a utilisé le produit net de l'émission d'actions ordinaires, comme il en est fait mention à la note 16, ainsi que ses fonds en caisse pour mener à bien ce remboursement. En raison du remboursement anticipé de ses billets, la Société a comptabilisé un paiement d'intérêts non récurrent d'environ 165 M$, comme le mentionne la note 5.

C) AUGMENTATION DE VALEUR DE LA DETTE REPRISE

Certains billets et certaines débentures de la Société ont été repris dans le cadre de regroupements d'entreprises et ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition. L'écart entre la juste valeur et le montant du capital de la dette est amorti sur la durée résiduelle de cette dette, soit environ 14 ans.

D) ESCOMPTES NON AMORTIS SUR LA DETTE ET FRAIS D'ÉMISSION

Les primes et les escomptes afférents à la dette à long terme sont incorporés dans la dette à long terme et amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif. En 2016 et en 2015, aucun escompte sur la dette n'a été incorporé. Les frais d'émission sont amortis sur la durée de la dette connexe.

E) PARTIE COURANTE DE LA DETTE À LONG TERME

Aux 31 décembre 2016 et 2015, la partie courante de la dette à long terme était de néant.

F) REMBOURSEMENTS OBLIGATOIRES SUR LA DETTE

31 décembre	**Paiement en capital**	**Montant des intérêts**
2017	**- $**	**267 $**
2018	**-**	**267**
2019	**500**	**250**
2020	**-**	**235**
2021	**600**	**235**
Par la suite	**3 111**	**2 757**
Total	**4 211 $**	**4 011 $**

Au 31 décembre 2016, le total de la dette à long terme avait une valeur comptable de 4 198 M$ et une juste valeur de 4 553 M$ (valeur comptable de 5 333 M$ et juste valeur de 4 630 M$ en 2015). La juste valeur estimée des emprunts à long terme est attribuée au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur et a été établie en fonction de renseignements du marché ou en actualisant les versements futurs d'intérêts et de capital au moyen des taux d'intérêt que la Société devrait pouvoir obtenir à la fin de la période.

14. Autres passifs et provisions

31 décembre	**2016**	2015
Immeuble de bureaux The Bow	**1 266 $**	1 238 $
Obligations découlant de contrats de location-acquisition	**304**	353
Économies d'impôt non constatées (note 7)	**193**	189
Prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi	**124**	115
Primes d'intéressement à long terme (note 21)	**120**	23
Autres contrats d'instruments dérivés (notes 23, 24)	**14**	23
Autres	**26**	34
	2 047 $	1 975 $

Immeuble de bureaux The Bow

Comme il est indiqué à la note 9, Encana a comptabilisé les coûts cumulés de l'immeuble de bureaux The Bow, lequel fait l'objet d'un bail de 25 ans. À la fin du terme de 25 ans, l'actif résiduel et le passif correspondant devraient être décomptabilisés. Encana a également sous-loué une partie des locaux pour bureaux de l'immeuble The Bow à une filiale de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus »). Le total des paiements de capital et d'intérêts futurs attendus associés au contrat de location de 25 ans ainsi que le total des montants futurs non actualisés qui devraient être recouvrés par la sous-location à Cenovus sont présentés ci-après.

	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Loyers futurs prévus	71 $	71 $	72 $	72 $	73 $	1 282 $	**1 641 $**
Moins les montants représentant les intérêts	61	60	60	59	59	807	**1 106**
Valeur actuelle des loyers futurs prévus	10 $	11 $	12 $	13 $	14 $	475 $	**535 $**
Montants recouvrés par la sous-location (non actualisés)	(34) $	(35) $	(35) $	(35) $	(35) $	(632) $	**(806) $**

Obligations découlant de contrats de location-acquisition

Comme il est indiqué à la note 9, la Société a conclu plusieurs contrats de location qui sont constatés comme des contrats de location-acquisition et qui visent notamment un immeuble de bureaux et les installations de production Deep Panuke en mer. Les droits variables afférents aux installations de production sont décrits à la note 19.

Ce qui suit indique les loyers futurs prévus qui sont liés aux obligations en vertu de contrats de location-acquisition de la Société.

	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Loyers futurs prévus	98 $	99 $	99 $	99 $	87 $	46 $	**528 $**
Moins les montants représentant les intérêts	39	36	33	29	21	7	**165**
Valeur actuelle des loyers futurs prévus	59 $	63 $	66 $	70 $	66 $	39 $	**363 $**

15. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

31 décembre	**2016**	2015
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'ouverture de l'exercice	**814 $**	913 $
Passifs engagés ou repris	**18**	19
Passifs réglés ou cédés	**(107)**	(217)
Variation des sorties de trésorerie futures estimées	**(99)**	115
Charge de désactualisation	**51**	45
Écart de conversion	**10**	(61)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la fin de l'exercice	**687 $**	814 $
Partie courante (note 12)	**33 $**	41 $
Partie non courante	**654**	773
	687 $	814 $

16. Capital social

AUTORISÉES

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale et un nombre d'actions préférentielles de catégorie A représentant au plus 20 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation au moment de l'émission. Aucune action préférentielle n'est en circulation.

ÉMIS ET EN CIRCULATION

	2016		2015		2014	
31 décembre	**Nombre (en millions)**	**Montant**	Nombre (en millions)	Montant	Nombre (en millions)	Montant
Actions ordinaires en circulation à l'ouverture de l'exercice	**849,8**	**3 621 $**	741,2	2 450 $	740,9	2 445 $
Actions ordinaires émises	**123,1**	**1 134**	98,4	1 098	-	-
Actions ordinaires émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	**0,1**	**1**	10,2	73	0,3	5
Actions ordinaires en circulation à la clôture de l'exercice	**973,0**	**4 756 $**	849,8	3 621 $	741,2	2 450 $

Le 19 septembre 2016, Encana a déposé des suppléments de prospectus (le « placement d'actions de 2016 ») à son prospectus préalable de base en vue de l'émission de 107 000 000 d'actions ordinaires et a octroyé une option de surallocation visant un maximum de 16 050 000 actions ordinaires supplémentaires au prix de 9,35 $ chacune, conformément à une convention de prise ferme. Le produit brut en trésorerie tiré du placement d'actions de 2016, y compris l'exercice de la totalité de l'option de surallocation, a totalisé quelque 1,15 G$. Après déduction de la rémunération des preneurs fermes et des coûts associés au placement d'actions de 2016, la Société a touché un produit net en trésorerie d'environ 1,13 G$.

Le 5 mars 2015, Encana a déposé un supplément de prospectus (le « placement d'actions de 2015 ») à son prospectus préalable de base en vue de l'émission de 85 616 500 actions ordinaires et a octroyé une option de surallocation visant un maximum de 12 842 475 actions ordinaires supplémentaires au prix de 14,60 $ CA chacune, conformément à une convention de prise ferme. Le produit brut en trésorerie tiré du placement d'actions de 2015, y compris l'exercice de la totalité de l'option de surallocation, a totalisé quelque 1,44 G$ CA (1,13 G$). Après déduction de la rémunération des preneurs fermes et des coûts associés au placement d'actions de 2015, la Société a touché un produit net en trésorerie d'environ 1,39 G$ CA (1,09 G$).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, Encana a émis 121 249 actions ordinaires, d'un montant total de 1 M$, en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »). Au cours des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014, Encana a émis 10 246 221 et 240 839 actions ordinaires respectivement, d'un montant total de 73 M$ et de 5 M$, en vertu de son RRD.

DIVIDENDES

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, Encana a versé des dividendes de 0,06 $ par action ordinaire, soit un total de 52 M$ (0,28 $ par action ordinaire et total de 225 M$ pour 2015; 0,28 $ par action ordinaire et total de 207 M$ pour 2014). En 2016, le dividende trimestriel que la Société a versé a été de 0,015 $ par action ordinaire. En 2015 et en 2014, le dividende trimestriel que la Société a versé a été de 0,07 $ par action ordinaire. Les actions ordinaires émises dans le cadre des placements d'actions de 2016 et de 2015 décrits ci-dessus n'ont pas donné à leurs porteurs le droit de toucher le dividende versé le 30 septembre 2016 et le 31 mars 2015, respectivement.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les dividendes versés ont inclus les 1 M$ d'actions ordinaires dont il est fait mention ci-dessus, actions que la Société a émises au lieu de verser des dividendes en trésorerie, conformément au RRD (73 M$ en 2015 et 5 M$ en 2014).

Le 15 février 2017, le conseil a déclaré un dividende de 0,015 $ par action ordinaire payable le 31 mars 2017 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2017.

RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

Le tableau suivant présente le calcul du résultat net par action ordinaire.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US, sauf les montants par action)	**2016**	2015	2014
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	**(944) $**	(5 165) $	3 392 $
Nombre d'actions ordinaires			
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	**882,6**	822,1	741,0
Effet des titres dilutifs	**-**	-	-
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	**882,6**	822,1	741,0
Résultat net par action ordinaire			
De base et dilué	**(1,07) $**	(6,28) $	4,58 $

RÉGIME D'OPTIONS SUR ACTIONS D'ENCANA

Encana offre des régimes de rémunération fondée sur des actions qui permettent aux membres de son personnel d'acheter des actions ordinaires de la Société. Le prix d'exercice des options sur actions n'est pas inférieur à la valeur de marché des actions ordinaires à la date d'attribution des options. Les options sur actions peuvent être exercées à raison de 30 % du nombre d'options attribuées après un an et d'une autre tranche de 30 % après deux ans. Les options sont pleinement exerçables après trois ans et elles viennent à échéance cinq ans après leur date d'attribution. Depuis février 2015, les options attribuées viennent à échéance sept ans après leur date d'attribution.

Des droits à l'appréciation des actions jumelés (« DAAJ ») sont rattachés à toutes les options en cours au 31 décembre 2016. Au lieu d'exercer les options auxquelles ces DAAJ sont rattachés, le porteur peut choisir de recevoir un paiement en trésorerie égal à l'excédent du cours du marché des actions ordinaires d'Encana sur le prix d'attribution initial au moment de l'exercice. En outre, certaines options sur actions sont attribuées en fonction du rendement. Les DAAJ liés au rendement (« DAAJR ») s'acquièrent et expirent selon les mêmes conditions que les options auxquelles ils se rattachent. De plus, l'acquisition des droits est assujettie à l'atteinte, par Encana, d'un rendement prescrit à l'égard de certaines mesures clés prédéfinies. Dans le passé, la plupart des porteurs des options comportant des DAAJ ont choisi d'exercer leurs options sur actions en tant que droits à l'appréciation des actions (« DAA ») contre un paiement en trésorerie. C'est pourquoi Encana ne considère pas que les DAAJ en cours constituent des titres potentiellement dilutifs. Il y a lieu de se reporter à la note 21 pour obtenir plus de renseignements sur les DAAJ et les DAAJR en cours et exerçables d'Encana.

Au 31 décembre 2016, 32,2 millions d'actions ordinaires étaient réservées aux fins d'émission aux termes des régimes d'options sur actions (30,3 millions en 2015; 27,3 millions en 2014).

DROITS À LA VALEUR DES ACTIONS SOUMIS À RESTRICTIONS (« DVASR ») D'ENCANA

Encana a un régime de rémunération fondée sur des actions aux termes duquel elle attribue des DVASR aux membres admissibles de son personnel. Un DVASR est une attribution conditionnelle de droits à recevoir une action ordinaire d'Encana, ou son équivalent en trésorerie, au gré d'Encana et lorsque le DVASR est acquis, conformément aux modalités du régime de DVASR et de la convention d'attribution qui s'y rapporte. Un DVASR vaut théoriquement une action ordinaire d'Encana. Les DVASR sont acquis sur une période de trois ans à compter de la date d'attribution, pourvu que le membre du personnel soit toujours un membre actif d'Encana à la date d'acquisition des droits. La Société a l'intention de régler les DVASR en trésorerie à la date d'acquisition et c'est pourquoi elle ne considère pas qu'ils sont des titres potentiellement dilutifs. Il y a lieu de se reporter à la note 21 pour obtenir plus de renseignements sur les DVASR en cours d'Encana.

17. Cumul des autres éléments du résultat global

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Écart de conversion			
Solde à l'ouverture de l'exercice	**1 383 $**	715 $	693 $
Variation de l'écart de conversion	**(183)**	668	22
Solde à la clôture de l'exercice	**1 200 $**	1 383 $	715 $
Régimes de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi			
Solde au début de l'exercice	**7 $**	(26) $	(9) $
Montant net des écarts actuariels (note 22)	**6**	46	(22)
Impôt sur le résultat	**(2)**	(15)	7
Reclassement du montant net des écarts actuariels dans le résultat net (note 22)	**(1)**	2	(1)
Impôt sur le résultat	**-**	-	-
Reclassement du montant net du coût des services passés et des (crédits) dans le résultat net (note 22)	**-**	-	(1)
Impôt sur le résultat	**-**	-	-
Solde à la fin de l'exercice	**10 $**	7 $	(26) $
Total du cumul des autres éléments du résultat global	**1 210 $**	1 390 $	689 $

18. Participation ne donnant pas le contrôle

Premier appel public à l'épargne visant des actions ordinaires de PrairieSky

Le 29 mai 2014, Encana a mené à terme un premier appel public à l'épargne (le « PAPE ») visant 52,0 millions d'actions ordinaires de PrairieSky au prix de 28,00 $ CA chacune, ce qui a donné lieu à un produit brut d'environ 1,46 G$ CA. Le 3 juin 2014, l'option de surallocation accordée aux preneurs fermes et leur donnant le droit d'acquérir jusqu'à 7,8 millions d'actions ordinaires supplémentaires a été pleinement exercée, ce qui a généré un produit brut d'environ 218,4 M$ CA. Par suite du PAPE, Encana a reçu un produit brut totalisant quelque 1,67 G$ CA (1,54 G$) et elle détenait 70,2 millions d'actions ordinaires de PrairieSky, ce qui représentait une participation de 54 %. Par conséquent, Encana consolidait la totalité de la situation financière et des résultats d'exploitation de PrairieSky et constatait une participation ne donnant pas le contrôle au titre de la participation détenue par des tiers.

La participation ne donnant pas le contrôle dans l'ancienne filiale consolidée, PrairieSky, était présentée en tant qu'élément distinct à l'état consolidé des variations des capitaux propres pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Encana a inscrit une tranche de 117 M$ du produit tiré du PAPE en tant que participation ne donnant pas le contrôle, et le reliquat du produit, soit 1 427 M$, moins des coûts de transaction de 82 M$, a été constaté en tant que surplus d'apport au 31 décembre 2014.

Reclassement d'actions ordinaires de PrairieSky

Le 26 septembre 2014, Encana a procédé au reclassement de 70,2 millions d'actions ordinaires de PririeSky au prix de 36,50 $ CA l'action ordinaire, ce qui a valu à Encana un produit brut d'environ 2,6 G$ CA. Par suite de la réalisation du reclassement, Encana ne détient plus de participation dans PrairieSky. Tel qu'il est précisé à la note 4, la sortie d'actifs de PrairieSky a modifié fortement le rapport entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts canadien. C'est pourquoi Encana a constaté, sur cette sortie d'actifs, un profit d'environ 2 094 M$, profit qui figure dans l'élément (Profit) perte sur les sorties d'actifs de son état consolidé du résultat net. En lien avec cette sortie d'actifs, Encana a décomptabilisé la valeur comptable des actifs nets, soit 258 M$, incluant un goodwill de 39 M$, ainsi que la participation ne donnant pas le contrôle, d'un montant de 133 M$.

Distributions aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle

Au cours de la période allant du 29 mai 2014 au 25 septembre 2014, PrairieSky a versé des dividendes de 0,3174 $ CA par action ordinaire, pour un total de 38 M$. De ce montant, une tranche de 18 M$ était attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle, tel qu'il est indiqué dans l'état consolidé des variations des capitaux propres et dans le tableau consolidé des flux de trésorerie.

Résultat net attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle

Pendant la période allant du 29 mai 2014 au 25 septembre 2014, la Société détenait une participation lui conférant le contrôle de PrairieSky. Par conséquent, Encana consolidait la totalité de la situation financière et des résultats d'exploitation de cette dernière et avait constaté une participation ne donnant pas le contrôle au titre de la participation que détenaient des tiers. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, un résultat net et un résultat global de 34 M$ ont été attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle, tel qu'il est indiqué dans l'état consolidé du résultat net et dans l'état consolidé du résultat global.

19. Entités à détenteurs de droits variables

Installations de production

En 2008, Encana a conclu un contrat en vue de la conception, de la construction et de l'exploitation de ses installations de production Deep Panuke. Au démarrage de leur exploitation, soit en décembre 2013, Encana les a constatées comme un actif de location-acquisition. En vertu du contrat de location, Encana détient une option d'achat ainsi qu'une option lui permettant de proroger cette entente pour 12 périodes de un an à des prix fixes après l'expiration de son terme initial en 2021.

En raison de l'option d'achat et des options de renouvellement à prix fixes, Encana a établi qu'elle détient des droits variables et que l'entité de location connexe constitue une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV »). Encana n'est pas le principal bénéficiaire de l'EDDV puisqu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui ont le plus d'incidence sur la performance économique de celle-ci. Hormis le versement des paiements contractuels aux termes des contrats de location et d'exploitation, Encana n'a pas à fournir un quelconque soutien financier ou garantie à l'entité de location ou à ses sociétés affiliées. L'exposition maximale d'Encana correspond aux loyers prévus pendant la durée du contrat initial. Au 31 décembre 2016, une tranche de 299 M$ (340 M$ en 2015) des obligations d'Encana en vertu de contrats de location-acquisition avait trait à ces installations de production.

Veresen Midstream Limited Partnership

Veresen Midstream Limited Partnership (« VMLP ») fournit des services de collecte, de compression et de traitement en vertu de diverses ententes relativement à la mise en valeur de gaz naturel et de production de liquides dans la zone de Montney. Au 31 décembre 2016, VMLP a produit environ 623 Mpi^3/j dans le cadre de ses activités de collecte et de compression de gaz naturel et 295 Mpi^3/j dans le cadre de ses activités de traitement du gaz naturel aux termes d'ententes de services à long terme dont les durées restantes s'échelonnent de 15 à 29 ans; ces ententes comportent diverses modalités de renouvellement pouvant aller jusqu'à 10 ans.

Encana a déterminé que VMLP est une EDDV et qu'elle détient dans celle-ci des droits variables. Encana n'en est pas le principal bénéficiaire puisqu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui ont le plus d'incidence sur la performance économique de VMLP. Ces principales activités ont trait à la construction, à l'exploitation, à l'entretien et à la commercialisation des actifs détenus par VMLP. Les droits variables résultent de certaines modalités que renferment les contrats de service à long terme, ce qui inclut : i) un engagement d'achat ferme de volumes de certains actifs de collecte et de traitement; ii) des honoraires d'exploitation dont une partie pourra être convertie en honoraires fixes une fois que VMLP aura pris en charge l'exploitation de certains actifs de compression; et iii) le paiement éventuel d'un montant minimal de coûts associés à certains actifs de collecte et de compression. Ce paiement éventuel sera établi dans la huitième année de la période de service des actifs et dépendra de l'existence ou non d'une insuffisance de flux de trésorerie générés, dans l'ensemble du réseau, par le gaz naturel recueilli et comprimé aux termes de certains contrats de service. Le montant de ce paiement éventuel pourra être réduit si VMLP vend la capacité inutilisée à des utilisateurs tiers. Encana n'a pas à fournir un quelconque soutien financier ou garantie à VMLP.

L'exposition maximale découlant des liens d'Encana avec VMLP et représentant l'exposition potentielle d'Encana, advenant qu'il soit jugé que les actifs visés par les ententes sont sans valeur, était estimée à 1 628 M$ au 31 décembre 2016. Cette estimation tient compte des engagements d'achat ferme de volumes et du paiement éventuel de coûts minimaux. Les engagements d'achat ferme de volumes associés à certains actifs de collecte et de traitement sont indiqués à la note 26, à l'élément Transport et traitement. L'obligation d'effectuer le paiement éventuel est des plus incertaines puisque le montant est tributaire des estimations de production, du rythme de la mise en valeur et de la capacité qui sera attribuée par contrat à des tiers à l'avenir. Au 31 décembre 2016, le montant des engagements d'achat ferme en cours compris dans les dettes fournisseurs et charges à payer était de néant.

20. Charges de restructuration

En novembre 2013, Encana a annoncé qu'elle projetait d'harmoniser sa structure organisationnelle avec sa nouvelle stratégie. En 2013 et en 2014, des charges de restructuration totalisant 124 M$ ont été engagées, dont 36 M$, avant impôt, l'ont été en 2014. Elles ont essentiellement trait aux coûts des indemnités de départ. Au 31 décembre 2014, des charges de restructuration de 4 M$ étaient toujours à payer.

Au cours du premier trimestre de 2015, Encana a modifié son projet d'harmoniser sa structure organisationnelle en fonction de sa stratégie. La Société a engagé des coûts liés à la transition et des coûts des indemnités de départ de 62 M$ avant impôt. En 2015, la Société a également engagé des charges de 2 M$ liées au plan de restructuration de 2013. Au 31 décembre 2015, 13 M$ étaient toujours à payer.

En février 2016, Encana a annoncé des compressions de personnel afin de mieux faire correspondre les niveaux de dotation en personnel et la structure organisationnelle aux dépenses d'investissement réduites de la Société du fait de la faiblesse actuelle du prix des marchandises. Encana a engagé des charges de restructuration de 34 M$, avant impôt, liées principalement aux coûts des indemnités de départ, dont une tranche de 7 M$ restait à payer au 31 décembre 2016. La majeure partie des montants résiduels à payer devraient être réglés en 2017.

Les charges de restructuration sont prises en compte dans les charges administratives du secteur Activités non sectorielles et autres à l'état consolidé du résultat net.

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015[1)]	2014
Indemnités de départ	**33 $**	58 $	23 $
Frais de consultants et de courtage liés à la sous-location d'immeubles	**-**	4	6
Reclassement, déménagement et autres charges	**1**	2	7
	34 $	64 $	36 $

1) Tient compte de charges liées aux plans de restructuration de 2013 et de 2015.

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Charges de restructuration à payer à l'ouverture de l'exercice	**13 $**	4 $	65 $
Charges de restructuration engagées pour l'exercice considéré	**34**	62	-
Variations attribuables aux plans de restructuration d'exercices précédents	**-**	2	36
Charges de restructuration payées	**(40)**	(55)	(97)
Charges de restructuration à payer à la clôture de l'exercice	**7 $**	13 $	4 $

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Dettes fournisseurs et charges à payer	**7 $**	13 $	2 $
Autres passifs et provisions	**-**	-	2
Charges de restructuration à payer à la clôture de l'exercice	**7 $**	13 $	4 $

21. Régimes de rémunération

Encana offre plusieurs régimes de rémunération aux termes desquels elle remet divers types de primes au rendement à long terme aux membres de son personnel qui y sont admissibles. Ces régimes sont notamment les DAAJ, les DAAJR, les DAA, les droits à la valeur des actions liés au rendement (« DVAR »), les droits différés à la valeur des actions (« DDVA ») et les DVASR. Ces régimes de rémunération sont fondés sur des actions.

Encana traite les DAAJ, les DAAJR, les DAA, les DVAR et les DVASR que détiennent des membres de son personnel comme des transactions dont le paiement est fondé sur des actions et qui sont réglées en trésorerie. Par conséquent, la Société comptabilise les coûts de rémunération qui s'y rattachent sur la période d'acquisition des droits en fonction de la juste valeur de ces derniers, laquelle est déterminée à l'aide du modèle Black-Scholes-Merton et d'autres modèles de la juste valeur. Après un an, 30 % des DAAJ et des DAA attribués sont acquis et peuvent être exercés, une autre tranche de 30 % peut l'être après deux ans et tous les droits peuvent l'être après trois ans. Les droits expirent cinq ans après la date d'attribution. Depuis mars 2015, les DAAJ et les DAA attribués expirent sept ans après leur date d'attribution. Les DAAJR s'acquièrent sur une période de quatre ans en fonction de cibles de rendement précisées et expirent après cette période si les cibles en question ne sont pas atteintes. Les DVAR et les DVASR sont acquis sur une période de trois ans à compter de la date d'attribution, pourvu que le membre du personnel soit toujours un membre actif d'Encana à la date d'acquisition des droits.

Les hypothèses moyennes pondérées suivantes ont servi à établir la juste valeur des droits à la valeur des actions détenus par des membres du personnel.

	Droits à la valeur des actions ($ US)		
31 décembre	**2016**	2015	2014
Taux d'intérêt sans risque	**0,75 %**	0,48 %	1,01 %
Taux de rendement de l'action	**0,51 %**	1,18 %	2,02 %
Taux de volatilité attendu [1]	**57,18 %**	39,16 %	30,66 %
Durée attendue	**1,9 an**	1,4 an	1,5 an
Cours du marché de l'action	**11,74 $ US**	5,09 $ US	13,87 $ US

	Droits à la valeur des actions ($ CA)		
31 décembre	**2016**	2015	2014
Taux d'intérêt sans risque	**0,75 %**	0,48 %	1,01 %
Taux de rendement de l'action	**0,50 %**	1,09 %	1,91 %
Taux de volatilité attendu [1]	**53,24 %**	36,45 %	29,11 %
Durée attendue	**1,9 an**	1,5 an	1,7 an
Cours du marché de l'action	**15,76 $ CA**	7,03 $ CA	16,17 $ CA

[1] La volatilité a été estimée au moyen des taux historiques.

La Société a inscrit les coûts suivants au titre de la rémunération fondée sur des actions :

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Coûts de rémunération relatifs aux transactions classées comme étant réglées en trésorerie	**174 $**	(29) $	25 $
Coûts de rémunération relatifs aux transactions classées comme étant réglées en instruments de capitaux propres[1]	**-**	-	(2)
Total des coûts de la rémunération fondée sur des actions	**174**	(29)	23
Moins le total des coûts de la rémunération fondée sur des actions incorporés	**(40)**	10	(6)
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	**134 $**	(19) $	17 $
Total constaté dans les éléments suivants de l'état consolidé du résultat net			
Charges d'exploitation	**48 $**	(7) $	12 $
Charges administratives	**86**	(12)	5
	134 $	(19) $	17 $

[1] Les DVASR peuvent être réglés en trésorerie ou en instruments de capitaux propres au gré d'Encana. La décision de les régler en trésorerie a été prise par la Société après la date d'attribution.

Au 31 décembre 2016, le passif au titre des transactions dont le paiement est fondé sur des actions totalisait 208 M$ (51 M$ en 2015), montant dont une tranche de 88 M$ (28 M$ en 2015) a été inscrite dans les dettes fournisseurs et charges à payer et une tranche de 120 M$ (23 M$ en 2015), dans les autres passifs et provisions à l'état consolidé de la situation financière.

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Passif au titre des transactions dont le paiement est fondé sur des actions et réglé en trésorerie			
Sans droits acquis	**171 $**	47 $	78 $
Avec droits acquis	**37**	4	21
	208 $	51 $	99 $

Les rubriques qui suivent présentent des informations liées aux régimes de rémunération d'Encana au 31 décembre 2016.

A) DROITS À L'APPRÉCIATION DES ACTIONS JUMELÉS

Des DAAJ sont rattachés à toutes les options visant des actions ordinaires émises aux termes du régime d'options sur actions d'Encana. Au lieu d'exercer les options auxquelles ces DAAJ sont rattachés, le porteur peut choisir de recevoir un paiement en trésorerie égal à l'excédent du cours du marché des actions ordinaires d'Encana sur le prix d'attribution au moment de l'exercice. Les DAAJ s'acquièrent et expirent selon les mêmes conditions que les options auxquelles ils se rattachent.

Les tableaux qui suivent présentent un sommaire des informations relatives aux DAAJ détenus par des membres du personnel.

31 décembre	**2016**		2015	
(en milliers de droits)	**DAAJ en cours**	**Prix d'exercice moyen pondéré ($ CA)**	DAAJ en cours	Prix d'exercice moyen pondéré ($ CA)
En cours à l'ouverture de l'exercice	**17 369**	**20,21**	20 401	22,30
Attribués	**4 277**	**5,56**	1 934	14,42
Exercés – DAA	**-**	**-**	-	-
Exercés – Options	**-**	**-**	-	-
Perdus par renonciation	**(2 108)**	**19,62**	(2 574)	20,89
Expirés	**(4 056)**	**25,26**	(2 392)	32,63
En cours à la clôture de l'exercice	**15 482**	**14,92**	17 369	20,21
Exerçables à la clôture de l'exercice	**8 523**	**18,66**	9 981	21,71

31 décembre 2016	**DAAJ en cours**			**DAAJ exerçables**	
Fourchette des prix d'exercice ($ CA)	**Nombre de DAAJ (en milliers de droits)**	**Durée contractuelle moyenne pondérée à courir (en années)**	**Prix d'exercice moyen pondéré ($ CA)**	**Nombre de DAAJ (en milliers de droits)**	**Prix d'exercice moyen pondéré ($ CA)**
0,00 à 9,99	**4 225**	**6,42**	**5,56**	**-**	**-**
10,00 à 19,99	**7 131**	**2,42**	**17,15**	**5 848**	**17,74**
20,00 à 29,99	**4 126**	**2,18**	**20,65**	**2 675**	**20,68**
	15 482	**3,45**	**14,92**	**8 523**	**18,66**

Au cours de l'exercice, Encana a comptabilisé une charge de rémunération de 39 M$ se rapportant aux DAAJ (réduction des coûts de 12 M$ en 2015; réduction de coûts de 15 M$ en 2014).

Au 31 décembre 2016, le total des coûts de rémunération non constatés au titre des DAAJ non acquis que détenaient des membres du personnel était d'environ 17 M$ (1 M$ en 2015). Ces coûts devraient être comptabilisés sur une période moyenne pondérée de 2,0 ans.

B) DROITS À L'APPRÉCIATION DES ACTIONS JUMELÉS LIÉS AU RENDEMENT

En 2013, Encana a attribué des DAAJR au président et chef de la direction. Les DAAJR s'acquièrent et expirent selon les mêmes conditions que les options auxquelles ils se rattachent. Aux termes de l'attribution de ces droits en 2013, leur acquisition est également assujettie à l'atteinte, par Encana, d'objectifs de rendement prescrits sur une période de quatre ans, selon le cours de ses actions. Les DAAJR qui ne sont pas acquis lorsqu'ils pourraient l'être sont perdus par renonciation et annulés. Au 31 décembre 2016, 934 830 DAAJR ainsi attribués étaient en cours (aucun n'était exerçable); leur prix d'exercice moyen pondéré était de 18,00 $ CA et la durée contractuelle moyenne pondérée à courir était de 1,7 an.

Au cours de l'exercice, Encana a comptabilisé des coûts de rémunération de 2 M$ se rapportant aux DAAJR (réduction des coûts de 1 M$ en 2015; coûts de 1 M$ en 2014).

Au 31 décembre 2016, le total des coûts de rémunération non constatés au titre des DAAJR non acquis était de néant (néant en 2015).

C) DROITS À L'APPRÉCIATION DES ACTIONS

Depuis 2010, des DAA libellés en dollars américains sont attribués aux membres du personnel admissibles en poste aux États-Unis et confèrent à ces derniers le droit de recevoir un paiement en trésorerie égal à l'excédent du cours du marché des actions ordinaires d'Encana au moment de l'exercice sur le prix d'attribution initial des droits.

Les tableaux qui suivent présentent un sommaire des informations relatives aux DAA détenus par des membres du personnel.

31 décembre	**2016**		2015	
(en milliers de droits)	**DAA en cours**	**Prix d'exercice moyen pondéré ($ US)**	DAA en cours	Prix d'exercice moyen pondéré ($ US)
En cours à l'ouverture de l'exercice	**10 137**	**20,26**	12 264	23,04
Attribués	**1 453**	**4,06**	1 444	12,30
Exercés	**-**	**-**	-	-
Perdus par renonciation	**(1 464)**	**18,65**	(1 338)	20,00
Expirés	**(3 405)**	**25,32**	(2 233)	30,58
En cours à la clôture de l'exercice	**6 721**	**14,55**	10 137	20,26
Exerçables à la clôture de l'exercice	**3 782**	**18,02**	6 149	22,49

31 décembre 2016	**DAA en cours**			**DAA exerçables**	
Fourchette des prix d'exercice ($ US)	**Nombre de DAA (en milliers de droits)**	**Durée contractuelle moyenne pondérée à courir (en années)**	**Prix d'exercice moyen pondéré ($ US)**	**Nombre de DAA (en milliers de droits)**	**Prix d'exercice moyen pondéré ($ US)**
0,00 à 9,99	**1 452**	**6,42**	**4,06**	**-**	**-**
10,00 à 19,99	**4 753**	**2,45**	**16,96**	**3 413**	**17,62**
20,00 à 29,99	**516**	**2,13**	**21,88**	**369**	**21,67**
	6 721	**3,28**	**14,55**	**3 782**	**18,02**

Au cours de l'exercice, Encana a comptabilisé des coûts de rémunération de 13 M$ se rapportant aux DAA (réduction de coûts de 5 M$ en 2015; réduction des coûts de 2 M$ en 2014).

Au 31 décembre 2016, le total des coûts de rémunération non constatés au titre des DAA non acquis que détenaient des membres du personnel était de 7 M$ (néant en 2015). Ces coûts devraient être comptabilisés sur une période moyenne pondérée de 1,7 an.

D) DROITS À LA VALEUR DES ACTIONS LIÉS AU RENDEMENT

Depuis 2010, des DVAR sont attribués aux membres du personnel admissibles. Ces DVAR confèrent à leur porteur le droit de recevoir, au moment de l'acquisition des droits, un paiement en trésorerie égal à la valeur d'une action ordinaire d'Encana pour chaque DVAR détenu, selon les modalités du régime de DVAR. Les DVAR sont acquis sur une période de trois ans à compter de la date d'attribution, pourvu que le membre du personnel soit toujours un membre actif d'Encana à la date d'acquisition des droits. Selon les résultats de l'évaluation du rendement, des DVAR pouvant représenter jusqu'à deux fois ceux attribués initialement peuvent être admissibles à l'acquisition relativement à l'exercice ayant fait l'objet de l'évaluation. La portion respective de l'attribution initiale des DVAR réputée admissible à l'acquisition pour chaque exercice sera évaluée, et la valeur nominale en trésorerie sera déposée dans un compte de DVAR, le paiement étant reporté jusqu'à la date de l'acquisition finale des droits.

La valeur finale des DVAR dépendra du rendement d'Encana en regard d'objectifs de performance correspondants prédéfinis, rendement qui sera évalué sur une période de trois ans. Dans le cas des droits attribués en 2013, le rendement est évalué sur une période de trois ans par comparaison avec celui d'un groupe de pairs précis. Dans le cas des droits attribués avant 2013, et payés en 2014 et en 2015, le rendement a été évalué en fonction d'un coefficient de renouvellement interne.

Le tableau qui suit présente un sommaire des informations relatives aux DVAR.

(en milliers de droits)	**DVAR libellés en dollars canadiens en cours**		**DVAR libellés en dollars américains en cours**	
31 décembre	**2016**	2015	**2016**	2015
Non acquis et en cours au début de l'exercice	**2 603**	1 222	**1 025**	278
Attribués	**3 559**	1 438	**2 245**	845
Acquis et libérés	**-**	(36)	**-**	(5)
Droits tenant lieu de dividendes	**38**	97	**21**	40
Perdus par renonciation	**(982)**	(118)	**(384)**	(133)
Non acquis et en cours à la fin de l'exercice	**5 218**	2 603	**2 907**	1 025

Au cours de l'exercice, Encana a comptabilisé des coûts de rémunération se rapportant aux DVAR en cours de 29 M$ (1 M$ en 2015; 4 M$ en 2014).

Au 31 décembre 2016, le total des coûts de rémunération non constatés au titre des DVAR non acquis que détenaient des membres du personnel était d'environ 60 M$ (10 M$ en 2015). Ces coûts devraient être comptabilisés sur une période moyenne pondérée de 1,8 an.

E) DROITS DIFFÉRÉS À LA VALEUR D'ACTIONS

La Société offre un programme aux termes duquel elle attribue aux administrateurs et à certains membres clés du personnel des DDVA, droits dont l'acquisition est immédiate, dont la valeur est égale à celle d'une action ordinaire de la Société et qui sont réglés en trésorerie.

En vertu du régime de DDVA, les membres du personnel peuvent convertir en DDVA 25 % ou 50 % des primes de haut rendement annuelles. Le nombre de DDVA ainsi converti est établi en fonction de la valeur de l'attribution divisée par le cours de clôture de l'action d'Encana à la fin de la période de rendement visée par l'attribution des primes de haut rendement.

Qu'il s'agisse d'administrateurs ou de membres du personnel, les DDVA ne peuvent être rachetés qu'une fois que ceux-ci ont quitté leur poste auprès d'Encana, conformément aux modalités du régime de DDVA concerné, et ce rachat doit avoir lieu avant le 15 décembre de l'année suivant leur départ.

Le tableau qui suit présente un sommaire des informations relatives aux DDVA.

(en milliers de droits)	DDVA libellés en dollars canadiens en cours	
31 décembre	**2016**	2015
En cours à l'ouverture de l'exercice	**753**	891
Attribués	**139**	41
Convertis à partir des primes de haut rendement	**43**	139
Droits tenant lieu de dividendes	**6**	32
Rachetés	**(21)**	(350)
En cours à la clôture de l'exercice	**920**	753

Pour l'exercice, Encana a comptabilisé des coûts de rémunération de 7 M$ relativement aux DDVA en cours (réduction des coûts de 5 M$ en 2015; coûts de 1 M$ en 2014).

F) DROITS À LA VALEUR DES ACTIONS SOUMIS À RESTRICTIONS

Depuis 2011, des DVASR sont attribués aux membres du personnel admissibles. Un DVASR est une attribution conditionnelle de droits à recevoir une action ordinaire d'Encana, ou son équivalent en trésorerie, au gré d'Encana, et lorsque le DVASR est acquis, conformément aux modalités du régime de DVASR et de la convention d'attribution qui s'y rapporte. Un DVASR vaut théoriquement une action ordinaire d'Encana. Les DVASR sont acquis sur une période de trois ans à compter de la date d'attribution, pourvu que le membre du personnel soit toujours un membre actif d'Encana à la date d'acquisition des droits. Au 31 décembre 2016, Encana prévoyait régler les DVASR en trésorerie à la date d'acquisition.

Le tableau qui suit présente un sommaire des informations relatives aux DVASR.

(en milliers de droits)	DVASR libellés en dollars canadiens en cours		DVASR libellés en dollars américains en cours	
31 décembre	**2016**	2015	**2016**	2015
Non acquis et en cours à l'ouverture de l'exercice	**8 114**	5 887	**5 909**	3 110
Attribués	**7 209**	3 381	**7 826**	3 206
Droits tenant lieu de dividendes	**82**	306	**80**	218
Acquis et libérés	**(2 840)**	(206)	**(1 446)**	(51)
Perdus par renonciation	**(1 567)**	(1 254)	**(1 951)**	(574)
Non acquis et en cours à la clôture de l'exercice	**10 998**	8 114	**10 418**	5 909

Au cours de l'exercice, Encana a comptabilisé des coûts de rémunération de 84 M$ se rapportant aux DVASR en cours (réduction des coûts de 7 M$ en 2015; coûts de 36 M$ en 2014). Au 31 décembre 2016, une tranche de 11 M$ du surplus d'apport se rapportait aux DVASR (11 M$ en 2015).

Au 31 décembre 2016, le total des coûts de rémunération non constatés au titre des DVASR non acquis que détenaient des membres du personnel était d'environ 117 M$ (26 M$ en 2015). Ces coûts devraient être comptabilisés sur une période moyenne pondérée de 1,6 an.

22. Prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi

La Société offre aux membres de son personnel au Canada et aux États-Unis des régimes à prestations définies et à cotisations définies, en plus de proposer des prestations de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE »). Au 1er janvier 2003, le régime de retraite à prestations définies a été fermé aux nouveaux participants. La durée d'activité moyenne résiduelle du personnel participant à ce régime est de sept ans. La durée d'activité moyenne résiduelle du personnel participant aux régimes d'AAPE est de 13 ans.

La Société est tenue de fournir une évaluation actuarielle de ses régimes de retraite aux autorités de réglementation provinciales au moins tous les trois ans ou plus fréquemment si celles-ci l'exigent. La dernière évaluation actuarielle des régimes de la Société est datée du 31 décembre 2016, et la Société devrait être tenue de déposer la prochaine en date du 31 décembre 2019.

Les tableaux suivants indiquent les variations des obligations au titre des prestations et de la juste valeur des actifs du régime de retraite à prestations définies et des régimes d'autres avantages postérieurs à l'emploi pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 ainsi que la situation de capitalisation des régimes et les montants constatés dans les états financiers consolidés aux 31 décembre 2016 et 2015.

	Prestations de retraite		AAPE	
31 décembre	**2016**	2015	**2016**	2015
Variation des obligations au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations projetées à l'ouverture de l'exercice	**212 $**	279 $	**96 $**	114 $
Coût des services	**2**	2	**10**	10
Coût financier	**8**	9	**4**	4
Écarts actuariels	**6**	(23)	**(14)**	(24)
Écarts de change	**6**	(38)	**2**	(3)
Cotisations des salariés	**-**	-	**1**	1
Prestations versées	**(23)**	(17)	**(7)**	(6)
Obligation au titre des prestations projetées à la clôture de l'exercice	**211 $**	212 $	**92 $**	96 $
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes à l'ouverture de l'exercice	**208 $**	264 $	**- $**	- $
Rendement réel des actifs des régimes	**9**	11	**-**	-
Écarts de change	**7**	(41)	**-**	-
Cotisations des salariés	**-**	-	**1**	1
Cotisations de l'employeur	**-**	-	**6**	5
Prestations versées	**(23)**	(17)	**(7)**	(6)
Virements au régime à cotisations définies	**(7)**	(9)	**-**	-
Juste valeur des actifs des régimes à la clôture de l'exercice	**194 $**	208 $	**- $**	- $
Situation de capitalisation des actifs des régimes à la clôture de l'exercice	**(17) $**	(4) $	**(92) $**	(96) $
Le total des montants comptabilisés à l'état consolidé de la situation financière se compose des éléments suivants :				
Autres actifs	**1 $**	2 $	**- $**	- $
Passif courant	**-**	-	**(7)**	(6)
Passif non courant	**(18)**	(6)	**(85)**	(90)
Total	**(17) $**	(4) $	**(92) $**	(96) $
Le total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global se compose des éléments suivants :				
Écarts actuariels, montant net	**28 $**	20 $	**(28) $**	(15) $
Coût des services passés	**(5)**	(5)	**(7)**	(7)
Total des montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global avant impôt	**23 $**	15 $	**(35) $**	(22) $

Le cumul de l'obligation au titre des prestations définies constituées pour tous les régimes à prestations définies s'établissait à 300 M$ au 31 décembre 2016 (293 M$ en 2015).

Le tableau suivant indique les régimes à prestations définies dont l'obligation au titre des prestations constituées et l'obligation au titre des prestations projetées dépassent la juste valeur de leurs actifs.

	Prestations de retraite		AAPE	
31 décembre	**2016**	2015	**2016**	2015
Obligation au titre des prestations projetées	**(211) $**	(64) $	**(92) $**	(96) $
Obligation au titre des prestations constituées	**(208)**	(51)	**(92)**	(96)
Juste valeur des actifs des régimes	**194**	58	**-**	-

Les hypothèses moyennes pondérées dont la Société s'est servie pour calculer les obligations liées aux prestations de retraite définies et aux autres avantages postérieurs à l'emploi sont indiquées ci-après.

	Prestations de retraite		AAPE	
31 décembre	**2016**	2015	**2016**	2015
Taux d'actualisation	**3,50 %**	3,75 %	**3,80 %**	4,02 %
Taux d'augmentation des niveaux de rémunération	**3,49 %**	3,49 %	**5,04 %**	5,04 %

Le tableau suivant indique la charge totale au titre des régimes qui a été constatée par la Société.

	Prestations de retraite			AAPE		
Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
Charges au titre des régimes à prestations définies	**(1) $**	1 $	- $	**13 $**	14 $	12 $
Charges au titre des régimes à cotisations définies	**25**	33	34	**-**	-	-
Charge totale au titre des régimes	**24 $**	34 $	34 $	**13 $**	14 $	12 $

Un montant de 28 M$ (39 M$ en 2015; 36 M$ en 2014) de la charge totale au titre des régimes a été inscrit dans les charges d'exploitation, et un autre de 9 M$ (9 M$ en 2015; 10 M$ en 2014) l'a été dans les charges administratives.

La charge périodique au titre des prestations de retraite et des AAPE définis s'établit comme suit :

	Prestations de retraite			AAPE		
Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
Coût des services rendus au cours de la période	**2 $**	2 $	3 $	**10 $**	10 $	10 $
Coût financier	**8**	9	12	**4**	4	4
Rendement attendu des actifs des régimes	**(11)**	(12)	(15)	**-**	-	-
Montants reclassés depuis le cumul des autres éléments du résultat global						
Amortissement des écarts actuariels, montant net	**-**	2	-	**(1)**	-	(1)
Amortissement du coût des services passés, montant net	**-**	-	-	**-**	-	(1)
Charge périodique totale au titre des régimes à prestations définies	**(1) $**	1 $	- $	**13 $**	14 $	12 $

Le total des montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global va comme suit :

	Prestations de retraite			AAPE		
Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
Écarts actuariels, montant net	**8 $**	(22) $	8 $	**(14) $**	(24) $	14 $
Amortissement des écarts actuariels, montant net	**-**	(2)	-	**1**	-	1
Amortissement du coût des services passés, montant net	**-**	-	-	**-**	-	1
Total des montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global avant impôt	**8 $**	(24) $	8 $	**(13) $**	(24) $	16 $
Total des montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global après impôt	**6 $**	(17) $	6 $	**(9) $**	(16) $	11 $

Pour 2017, la perte actuarielle nette estimée et le coût des services passés des régimes de retraite et des régimes d'autres avantages postérieurs à l'emploi qui seront amortis et reclassés depuis le cumul des autres éléments du résultat global aux charges périodiques au titre des régimes à prestations définies se chiffrent à 1 M$.

Les hypothèses moyennes pondérées dont la Société s'est servie pour calculer les coûts périodiques nets des prestations de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi sont indiquées ci-après.

	Prestations de retraite			AAPE		
Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
Taux d'actualisation	**3,75 %**	3,75 %	4,50 %	**4,05 %**	3,66 %	4,49 %
Taux de rendement à long terme des actifs des régimes	**6,25 %**	6,25 %	6,50 %	**-**	-	-
Taux d'augmentation des niveaux de rémunération	**3,49 %**	3,99 %	3,99 %	**6,43 %**	6,47 %	6,50 %

Les taux tendanciels hypothétiques des coûts des soins de santé de la Société s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Taux tendanciel des coûts des soins de santé pour le prochain exercice	**7,30 %**	7,41 %	7,00 %
Taux auquel devrait baisser le taux tendanciel des coûts (taux tendanciel ultime)	**5,00 %**	5,00 %	4,59 %
Exercice au cours duquel le taux atteindra le taux tendanciel ultime	**2026**	2026	2024

Une variation de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé au cours de la période de projection aurait les effets suivants :

	Augmentation de 1 %	**Diminution de 1 %**
Incidence sur les composantes du total du coût des services et du coût financier	**2 $**	**(1) $**
Incidence sur les obligations au titre des autres prestations postérieures à la retraite	**8 $**	**(5) $**

La Société prévoit cotiser 1 M$ à ses régimes de retraite à prestations définies en 2017. Les régimes d'AAPE offerts par la Société sont financés en fonction des besoins.

Les paiements estimatifs des prestations pour les 10 prochains exercices sont indiqués ci-après. Ces estimations tiennent compte de l'augmentation des prestations attribuable au service continu des employés.

	Paiement des prestations définies de retraite	**Paiement des autres prestations**
2017	**14 $**	**7 $**
2018	**14**	**7**
2019	**15**	**7**
2020	**15**	**8**
2021	**14**	**8**
2022 – 2026	**68**	**30**

Les actifs des régimes enregistrés et des autres régimes de retraite à prestations définies de la Société sont présentés par catégories d'actifs de placement, et les niveaux de données dans la hiérarchie de la juste valeur s'établissent comme suit :

31 décembre	**2016**			
	Niveau 1	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Placements				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**27 $**	**1 $**	**- $**	**28 $**
Revenu fixe – fonds d'obligations canadiennes	**-**	**61**	**-**	**61**
Actions – canadiennes	**12**	**38**	**-**	**50**
Actions – internationales	**-**	**45**	**-**	**45**
Placements immobiliers et autres	**-**	**-**	**10**	**10**
Juste valeur des actifs des régimes à la clôture de l'exercice	**39 $**	**145 $**	**10 $**	**194 $**

31 décembre	2015			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Placements				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	28 $	1 $	- $	29 $
Revenu fixe – fonds d'obligations canadiennes	-	66	-	66
Actions – canadiennes	13	36	-	49
Actions – internationales	-	53	-	53
Placements immobiliers et autres	1	-	10	11
Juste valeur des actifs des régimes à la clôture de l'exercice	42 $	156 $	10 $	208 $

Les placements à revenu fixe se composent d'obligations canadiennes émises par des sociétés de premier ordre. Les placements en actions se composent à la fois de titres canadiens et internationaux. La juste valeur de ces titres s'appuie sur les cotes de courtier, les prix cotés sur les marchés et la valeur de l'actif net. L'élément Placements immobiliers et autres se compose principalement d'immeubles commerciaux et est évalué selon un modèle de flux de trésorerie actualisés.

Voici un résumé des variations des évaluations à la juste valeur de niveau 3.

	Placements immobiliers et autres	
31 décembre	**2016**	2015
Solde à l'ouverture de l'exercice	**10 $**	12 $
Achats, ventes et règlements		
Achats et ventes	**-**	-
Règlements	**-**	-
Rendement réel des actifs des régimes		
Se rapportant aux actifs vendus durant la période de présentation de l'information financière	**-**	-
Se rapportant aux actifs toujours détenus à la date de clôture	**-**	(2)
Transferts du niveau 3 ou vers celui-ci	**-**	-
Solde à la clôture de l'exercice	**10 $**	10 $

Au 31 décembre 2016, les actifs des régimes de retraite enregistrés de la Société étaient investis de la façon suivante : 26 % en actions de sociétés canadiennes (24 % en 2015), 23 % en actions de sociétés étrangères (26 % en 2015), 44 % en obligations (44 % en 2015) et 7 % en placements immobiliers et autres (6 % en 2015). Le taux de rendement à long terme attendu des actifs est de 6,25 %. Le taux de rendement attendu des actifs des régimes de retraite est déterminé en fonction des taux de rendement historiques et de ceux projetés pour chacune des catégories d'actifs du portefeuille de placements des régimes. Le rendement réel des actifs des régimes s'est établi à 9 M$ (11 M$ en 2015). La répartition des actifs est assujettie à des exigences et à des limites en matière de diversification qui réduisent les risques en limitant l'exposition à des placements en actions, à des catégories de notation de crédit et à des positions de change.

23. Évaluations de la juste valeur

En raison de leur échéance à court terme, la trésorerie et ses équivalents, les créances clients et produits à recevoir de même que les dettes fournisseurs et charges à payer ont une juste valeur qui avoisine leur valeur comptable. La juste valeur des fonds en réserve avoisine leur valeur comptable en raison de la nature de l'instrument détenu. La note 22 renferme de l'information sur la juste valeur des actifs des régimes de retraite.

Des évaluations de la juste valeur sont exécutées de manière récurrente pour les actifs et les passifs liés à la gestion des risques et les autres passifs dérivés, comme il est expliqué plus en détail à la note 24. Ces éléments sont comptabilisés à la juste valeur à l'état consolidé de la situation financière et classés dans l'un des trois niveaux de la hiérarchie de la juste valeur présentés dans les tableaux suivants. Il n'y a pas eu de transferts importants entre les niveaux de la hiérarchie pendant la période.

Les variations de la juste valeur et les règlements au titre des montants des actifs et des passifs liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans les produits des activités ordinaires, les frais de transport et de traitement et les profits et pertes de change en fonction de leurs besoins.

31 décembre 2016	Niveau 1 Prix cotés sur des marchés actifs	Niveau 2 Autres données observables	Niveau 3 Données non observables importantes	Total de la juste valeur	Compensation[1)]	Valeur comptable
Gestion des risques						
Actifs liés à la gestion des risques						
Courants	**- $**	**11 $**	**- $**	**11 $**	**(11) $**	**- $**
Non courants	**-**	**19**	**-**	**19**	**(3)**	**16**
Passifs liés à la gestion des risques						
Courants	**-**	**229**	**36**	**265**	**(11)**	**254**
Non courants	**-**	**38**	**-**	**38**	**(3)**	**35**
Autres passifs dérivés						
Courants, comptabilisés dans les dettes fournisseurs et charges à payer	**- $**	**5 $**	**- $**	**5 $**	**- $**	**5 $**
Non courants, comptabilisés dans les autres passifs et provisions	**-**	**14**	**-**	**14**	**-**	**14**

31 décembre 2015	Niveau 1 Prix cotés sur des marchés actifs	Niveau 2 Autres données observables	Niveau 3 Données non observables importantes	Total de la juste valeur	Compensation[1)]	Valeur comptable
Gestion des risques						
Actifs liés à la gestion des risques						
Courants	1 $	356 $	37 $	394 $	(27) $	367 $
Non courants	-	11	-	11	-	11
Passifs liés à la gestion des risques						
Courants	-	31	12	43	(27)	16
Non courants	-	-	9	9	-	9
Autres passifs dérivés						
Courants, comptabilisés dans les dettes fournisseurs et charges à payer	- $	6 $	- $	6 $	- $	6 $
Non courants, comptabilisés dans les autres passifs et provisions	-	23	-	23	-	23

1) Compensation visant des actifs et passifs dérivés lorsqu'il existe un droit juridique de compensation et que l'entité entend opérer compensation ou lorsque l'accord général de compensation conclu avec la contrepartie renferme des dispositions stipulant un règlement net.

Les actifs et passifs liés à la gestion des risques de niveau 1 et de niveau 2 de la Société comprennent des contrats à prix fixe sur marchandises, des options tripartites à la NYMEX, des tunnels à prime zéro à la NYMEX, des options d'achat à la NYMEX, des swaptions à prix fixe fondés sur le WTI, des swaps de change et des swaps de référence échéant jusqu'en 2022. Ceux de niveau 2 comprennent en outre les autres passifs dérivés dont il est question à la note 24. La juste valeur de ces contrats est établie en fonction d'une approche par le marché et est estimée au moyen de données qui sont directement ou indirectement observables à la date de clôture, comme les cotes boursières ou d'autres cours publiés, les cotes de courtier et les activités de négociation observables.

Évaluations de la juste valeur de niveau 3

Au 31 décembre 2016, les actifs et passifs liés à la gestion des risques de niveau 3 de la Société se composent d'options tripartites sur le WTI et de tunnels à prime zéro sur le WTI échéant jusqu'en 2017. Les options tripartites sur le WTI se composent d'une option d'achat vendue, d'une option de vente achetée et d'une option de vente vendue. Les tunnels à prime zéro sur le WTI se composent d'une option d'achat vendue et d'une option de vente achetée. Ces contrats permettent à la Société de tirer parti de toute majoration des prix des marchandises jusqu'à concurrence du plafond stipulé dans l'option d'achat et ils lui assurent une protection complète (tunnels) ou partielle (tripartites) advenant un recul des prix. La juste valeur des options tripartites sur le WTI et des tunnels à prime zéro sur le WTI est établie en fonction d'une approche par le résultat et est modélisée au moyen de données observables et de données non observables, telle la volatilité implicite. Les données non observables sont, autant que possible, obtenues auprès de tiers et sont examinées par la Société afin d'en vérifier le caractère raisonnable.

Les changements apportés aux évaluations de la juste valeur de niveau 3 sont résumés ci-après.

	Gestion des risques	
	2016	2015
Solde à l'ouverture de l'exercice	**16 $**	(18) $
Total des profits (pertes)	**(16)**	18
Achats, ventes, émissions et règlements		
Achats, ventes et émissions	**-**	-
Règlements	**(26)**	16
Transferts sortants de niveau 3[1)]	**(10)**	-
Solde à la clôture de l'exercice	**(36) $**	16 $
Variation des profits (pertes) latent(e)s se rapportant aux actifs et passifs détenus à la fin de l'exercice	**(27) $**	24 $

1) La Société a pour politique de comptabiliser les transferts depuis le niveau 3 à la date de l'événement déclencheur du changement de circonstances ayant causé le transfert.

De l'information quantitative au sujet des données non observables utilisées pour les évaluations de la juste valeur de niveau 3 est présentée dans le tableau suivant.

31 décembre	Technique d'évaluation	Données non observables	**2016**	2015
Gestion des risques – Options sur le WTI	Modèle des options	Volatilité implicite	**18 % - 64 %**	33 % - 64 %

Une augmentation ou une diminution de 10 % de la volatilité des options sur le WTI entraînerait une hausse ou une baisse correspondante de 3 M$ (2 M$ en 2015) des actifs et passifs nets liés à la gestion des risques.

24. Instruments financiers et gestion des risques

A) INSTRUMENTS FINANCIERS

Les actifs et passifs financiers d'Encana comprennent la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les créances clients et produits à recevoir, les fonds en réserve, les dettes fournisseurs et charges à payer, les actifs et passifs liés à la gestion des risques, les autres passifs et provisions ainsi que la dette à long terme.

B) ACTIFS LIÉS À LA GESTION DES RISQUES

Encana a recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux variations des flux de trésorerie découlant des prix des marchandises et de la fluctuation des cours de change. La Société n'applique pas la comptabilité de couverture à l'égard de ses instruments financiers dérivés. Ainsi, les profits et les pertes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés en résultat net.

RISQUE LIÉ AU PRIX DES MARCHANDISES

Le risque lié aux prix des marchandises découle de l'incidence que les fluctuations des prix futurs des marchandises pourraient avoir sur les flux de trésorerie futurs. Afin d'atténuer son exposition au risque lié aux prix des marchandises, la Société a conclu divers contrats d'instruments financiers dérivés. Le recours à ces instruments dérivés est régi par des politiques officielles et est assujetti aux limites fixées par le conseil d'administration. La Société a pour politique de ne pas utiliser des instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

Gaz naturel – Afin d'atténuer le risque lié aux prix du gaz naturel, la Société conclut des contrats fondés sur les prix à la NYMEX, tels que des contrats à prix fixe, des options et des tunnels à prime zéro. Elle conclut également des swaps de référence afin de se protéger contre l'élargissement des écarts de prix entre diverses zones de production et divers points de vente.

Pétrole brut – Afin d'atténuer le risque lié aux prix du pétrole brut, la Société conclut des contrats fondés sur le WTI, tels que des contrats à prix fixe, des swaptions à prix fixe, des options et des tunnels à prime zéro. Elle conclut également des swaps de référence afin de se protéger contre l'élargissement des écarts de prix entre diverses zones de production et divers points de vente.

RISQUE DE CHANGE

Le risque de change découle des fluctuations des cours de change qui peuvent avoir une incidence sur la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs des actifs financiers ou des passifs financiers de la Société. Pour atténuer en partie l'incidence des fluctuations du cours de change sur les produits et les charges futurs liés aux marchandises, la Société peut conclure des contrats de change dérivés. Au 31 décembre 2016, Encana avait conclu des swaps libellés en dollars américains d'un notionnel de 300 M$ US au cours de change moyen de 0,7486 $ US contre 1,0000 $ CA, échéant tout au long de 2017.

POSITIONS DE GESTION DES RISQUES AU 31 DÉCEMBRE 2016

	Volumes notionnels	Échéance	Prix moyen	Juste valeur
Contrats de gaz naturel				
Contrats à prix fixe				
Prix fixe à la NYMEX	427 Mpi^3/j	2017	3,08 $ US/kpi^3	**(86) $**
Options tripartites à la NYMEX	300 Mpi^3/j	2017		**(68)**
Prix de l'option d'achat vendue			3,07 $ US/kpi^3	
Prix de l'option de vente achetée			2,75 $ US/kpi^3	
Prix de l'option de vente vendue			2,27 $ US/kpi^3	
Tunnels à prime zéro à la NYMEX	135 Mpi^3/j	2017		**(12)**
Prix de l'option d'achat vendue			3,57 $ US/kpi^3	
Prix de l'option de vente achetée			2,99 $ US/kpi^3	
Options d'achat à la NYMEX				
Prix de l'option d'achat vendue	230 Mpi^3/j	2018	3,75 $ US/kpi^3	**(19)**
Prix de l'option d'achat vendue	230 Mpi^3/j	2019	3,75 $ US/kpi^3	**(13)**
Contrats de référence [1]		2017 - 2022		**23**
Autres positions financières				**1**
Juste valeur des positions sur le gaz naturel				**(174)**
Contrats sur le pétrole brut				
Contrats à prix fixe				
Prix fixe du WTI	35,5 kb/j	2017	52,17 $ US/b	**(52)**
Prix fixe du WTI	13,0 kb/j	2018	55,27 $ US/b	**(6)**
Swaptions à prix fixe du WTI [2]	10,0 kb/j	T2 2017	50,86 $ US/b	**(6)**
Options tripartites du WTI	25,0 kb/j	2017		**(15)**
Prix de l'option d'achat vendue			59,42 $ US/b	
Prix de l'option de vente achetée			49,21 $ US/b	
Prix de l'option de vente vendue			38,41 $ US/b	
Tunnels à prime zéro du WTI	30,0 kb/j	T3 - T4 2017		**(21)**
Prix de l'option d'achat vendue			56,05 $ US/b	
Prix de l'option de vente achetée			46,22 $ US/b	
Contrats de référence [3]		2017 - 2019		**2**
Juste valeur des positions sur le pétrole brut				**(98)**
Autres contrats dérivés				
Juste valeur des positions				**(19)**
Swaps de change				
Juste valeur des positions [4]				**(1)**
Total de la juste valeur des positions				**(292) $**

[1] Encana a conclu des swaps pour se protéger contre l'augmentation des écarts de prix du gaz naturel entre les prix de référence et les prix de vente régionaux.
[2] Les swaptions à prix fixe du WTI donnent à la contrepartie l'option de prolonger les swaps à prix fixe du T1 2017 jusqu'au 30 juin 2017 au prix d'exercice.
[3] Encana a conclu des swaps afin de se prémunir contre l'élargissement des écarts du pétrole de Midland par rapport au WTI.
[4] Encana a conclu des swaps de change prix fixe-prix variable moyen libellés en dollars américains afin de se prémunir contre l'élargissement des écarts entre le dollar canadien et le dollar américain.

INCIDENCE SUR LE RÉSULTAT DES PROFITS (PERTES) RÉALISÉ(E)S ET LATENT(E)S SUR LES POSITIONS DE GESTION DES RISQUES

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Profit (perte) réalisé(e) sur la gestion des risques			
Produits des activités ordinaires	**361 $**	917 $	(84) $
Transport et traitement	**(8)**	(16)	(7)
	353 $	901 $	(91) $
Profit (perte) latent(e) sur la gestion des risques			
Produits des activités ordinaires	**(636) $**	(325) $	456 $
Transport et traitement	**22**	(6)	(12)
Écarts de change	**(1)**	-	-
	(615) $	(331) $	444 $
Total des profits (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur la gestion des risques, montant net			
Produits des activités ordinaires	**(275) $**	592 $	372 $
Transport et traitement	**14**	(22)	(19)
Écarts de change	**(1)**	-	-
	(262) $	570 $	353 $

RAPPROCHEMENT DES POSITIONS DE GESTION DES RISQUES NON DÉNOUÉES ENTRE LE 1ER JANVIER ET LE 31 DÉCEMBRE

	2016		2015	2014
	Juste valeur	**Total des profits (pertes) latent(e)s**	Total des profits (pertes) latent(e)s	Total des profits (pertes) latent(e)s
Juste valeur des contrats à l'ouverture de l'exercice	**324 $**			
Variation de la juste valeur des contrats existants à l'ouverture de l'exercice et des contrats conclus durant l'exercice	**(262)**	**(262) $**	570 $	353 $
Écart de conversion sur certains contrats en dollars canadiens	**(1)**			
Règlement des contrats sur le pétrole brut acquis	**(6)**			
Règlement d'autres contrats dérivés	**6**			
Juste valeur des contrats conclus durant l'exercice	**(353)**	**(353)**	(901)	91
Juste valeur des contrats à la clôture de l'exercice	**(292) $**	**(615) $**	(331) $	444 $

Les actifs et les passifs liés à la gestion des risques découlent de l'utilisation d'instruments financiers dérivés et ils sont évalués à la juste valeur. Voir la note 23 pour une analyse des évaluations de la juste valeur.

POSITIONS DE GESTION DES RISQUES NON DÉNOUÉES

31 décembre	**2016**	2015
Actifs liés à la gestion des risques		
Courants	**- $**	367 $
Non courants	**16**	11
	16	378
Passifs liés à la gestion des risques		
Courants	**254**	16
Non courants	**35**	9
	289	25
Autres passifs dérivés		
Courants, comptabilisés dans les dettes fournisseurs et charges à payer	**5**	6
Non courants, comptabilisés dans les autres passifs et provisions	**14**	23
Actifs (passifs) liés à la gestion des risques et autres passifs dérivés, montant net	**(292) $**	324 $

POSITIONS DE GESTION DES RISQUES NON DÉNOUÉES

31 décembre	**2016**			2015		
	Gestion des risques			Gestion des risques		
	Actif	**Passif**	**Montant net**	Actif	Passif	Montant net
Positions sur les prix des marchandises						
Gaz naturel	**14 $**	**188 $**	**(174) $**	53 $	4 $	49 $
Pétrole brut	**2**	**100**	**(98)**	325	-	325
Électricité	**-**	**-**	**-**	-	21	(21)
Autres positions						
Autres contrats dérivés	**-**	**19**	**(19)**	-	29	(29)
Swaps de change	**-**	**1**	**(1)**	-	-	-
Total de la juste valeur des positions	**16 $**	**308 $**	**(292) $**	378 $	54 $	324 $

C) RISQUES DE CRÉDIT

Le risque de crédit représente le risque que la contrepartie à un instrument financier manque à l'une de ses obligations contractuelles et amène de ce fait la Société à subir une perte. Alors que les contrats négociés en bourse font l'objet de risque de crédit minime en raison des protections financières établies par la New York Stock Exchange et la Bourse de Toronto, les contrats négociés hors cote exposent Encana au risque de crédit lié aux contreparties. Pour atténuer le risque de crédit, le portefeuille des créances de la Société est régi par des politiques de crédit approuvées par le conseil d'administration, y compris des pratiques en matière de crédit permettant de limiter les opérations selon la cote de solvabilité des contreparties. Les stratégies de réduction des risques peuvent comprendre les accords généraux de compensation, l'obtention de garanties ou des opérations sur des dérivés de crédit. La Société exécute des opérations sur des instruments financiers dérivés sur marchandises dans le cadre d'accords généraux de compensation prévoyant la compensation des dettes fournisseurs et des créances. Au 31 décembre 2016, aucun dérivé de crédit important n'avait été établi, et la Société n'affichait aucun solde au titre des garanties fournies ou reçues.

Au 31 décembre 2016, les équivalents de trésorerie comprenaient des titres à court terme de grande qualité, placés principalement auprès d'institutions financières et de sociétés ayant une cote de solvabilité élevée. Tous les contrats de change sont conclus avec d'importantes institutions financières au Canada et aux États-Unis ou avec des contreparties ayant une cote de solvabilité de premier ordre.

Une part substantielle des créances clients de la Société se compose de créances du secteur du pétrole et du gaz naturel et est exposée aux risques de crédit normaux du secteur. Au 31 décembre 2016, environ 90 % (95 % en 2015) de l'exposition au risque de crédit associé aux créances clients et aux instruments financiers dérivés d'Encana découlait de contreparties ayant une cote de solvabilité de qualité supérieure.

Au 31 décembre 2016, Encana avait conclu des contrats avec une contrepartie (deux contreparties en 2015) dont la position de règlement nette, prise individuellement, représentait plus de 10 % de la juste valeur des contrats de gestion des risques nets qui se trouvaient dans le cours. Au 31 décembre 2016, cette contrepartie comptait pour 84 % (13 % et 11 % en 2015) de la juste valeur des contrats de gestion des risques nets qui se trouvaient dans le cours.

En 2015, Encana a conclu, par suite de cessions d'actifs, des ententes aux termes desquelles elle pourrait devoir acquitter certaines obligations de paiement relativement aux volumes visés par des engagements d'achat ferme repris par l'acheteur. Les circonstances dans lesquelles Encana devrait acquitter ces obligations comprennent notamment les cas où l'acheteur omettrait de verser des paiements à la contrepartie et les cas où l'acheteur serait trouvé insolvable. La durée restant à courir des ententes va de quatre à huit ans, et leur juste valeur était de 19 M$ au 31 décembre 2016 (29 M$ en 2015). Le montant maximal éventuel non actualisé des paiements futurs se chiffrait à 368 M$ au 31 décembre 2016, et son versement est jugé improbable.

25. Renseignements supplémentaires

Les renseignements supplémentaires sur le tableau consolidé des flux de trésorerie sont présentés ci-après.

A) VARIATION NETTE DES ÉLÉMENTS HORS TRÉSORERIE DU FONDS DE ROULEMENT

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Activités d'exploitation			
Créances clients et produits à recevoir	**86 $**	314 $	(411) $
Dettes fournisseurs et charges à payer	**(233)**	(14)	188
Impôt sur le résultat à payer et à recouvrer	**(40)**	(38)	214
	(187) $	262 $	(9) $

B) ACTIVITÉS HORS TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Activités d'investissement hors trésorerie			
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations engagées (note 15)	**18 $**	19 $	28 $
Variation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans les sorties de trésorerie futures estimatives (note 15)	**(99)**	115	35
Charges à payer au titre des immobilisations corporelles	**5**	(346)	326
Primes de rendement à long terme incorporées (note 21)	**40**	(10)	6
Entrées ou sorties de biens	**100**	12	294
Activités de financement hors trésorerie			
Actions ordinaires émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes (note 16)	**1 $**	73 $	5 $

C) RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre	**2016**	2015	2014
Intérêts payés	**397 $**	602 $	648 $
Impôt sur le résultat versé, déduction faite des montants (recouvrés)	**(19) $**	(105) $	43 $

26. Engagements et éventualités

ENGAGEMENTS

Le tableau qui suit indique les engagements de la Société au 31 décembre 2016.

	Paiements futurs prévus						
(montants non actualisés)	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Transport et traitement	508 $	540 $	603 $	585 $	471 $	2 566 $	**5 273 $**
Forage et services aux champs	159	66	33	18	7	-	**283**
Contrats de location simple	25	24	11	3	3	16	**82**
Total	692 $	630 $	647 $	606 $	481 $	2 582 $	**5 638 $**

Les engagements de transport et de traitement figurant dans le tableau ci-dessus comprennent certains engagements associés aux ententes visant des services du secteur intermédiaire qui ont été conclues avec VMLP, tel qu'il est décrit à la note 19. Les transactions de sortie d'actifs peuvent réduire certains engagements indiqués ci-dessus.

ÉVENTUALITÉS

Encana est partie à diverses poursuites et actions en justice intentées dans le cours de ses activités. Même si le résultat de ces réclamations ne peut être établi avec certitude, la Société ne s'attend pas à ce que ces questions nuisent considérablement à sa situation financière, à ses flux de trésorerie ou à ses résultats d'exploitation. L'évaluation de ces questions par la direction peut éventuellement changer, car certaines d'entre elles en sont à la phase initiale ou sont assujetties à un certain nombre d'incertitudes. En ce qui concerne les questions importantes dont une issue défavorable est possible selon la Société, celle-ci en communique la nature et le montant auxquels elle est possiblement exposée. Si une issue défavorable devait se concrétiser, celle-ci pourrait avoir une incidence importante sur le résultat net consolidé de la Société pour la période au cours de laquelle l'incidence peut être déterminée de manière raisonnable. Les charges à payer en raison de litiges et de poursuites sont constatées si la Société juge que la perte est probable et que le montant peut être estimé raisonnablement. Ces charges reposent sur les renseignements connus par la Société sur les questions, les estimations des issues de ces questions et l'expérience dans la gestion de questions similaires.

27. Informations supplémentaires sur le pétrole et le gaz (non auditées)

Les informations supplémentaires non auditées sur les activités de prospection et de production de pétrole et de gaz pour 2016, 2015 et 2014 sont présentées conformément à l'ASC Topic 932, *Extractive Activities – Oil and Gas*, du FASB et la règle définitive de la SEC, *Modernization of Oil and Gas Reporting*. La communication de l'information par région comprend le Canada et les États-Unis.

Réserves prouvées de pétrole brut et de gaz naturel

L'information suivante sur les réserves rend compte des estimations des réserves prouvées, des réserves prouvées mises en valeur et des réserves prouvées non mises en valeur, déduction faite des droits de redevances de tiers sur le pétrole, le gaz naturel et les LGN détenus à la clôture de chaque exercice et des variations des réserves prouvées durant les trois derniers exercices.

La Société établit les estimations des réserves prouvées à partir des données géologiques et des données sur les gisements ainsi que des données sur le rendement de la production. Ces estimations sont examinées tous les ans par des ingénieurs en gisements internes et revues à la hausse ou à la baisse compte tenu des nouvelles données obtenues. Les résultats des travaux de forage intercalaire sont traités comme des révisions favorables en raison des hausses de la récupération prévue. D'autres révisions sont attribuables à des changements notamment des plans de mise en valeur, du rendement des gisements, des prix des marchandises, de la conjoncture et des restrictions imposées par les gouvernements. Les estimations des réserves prouvées sont imprécises de nature et elles font continuellement l'objet de révisions selon l'historique de la production, les résultats des activités de prospection et de mise en valeur supplémentaires, la variation des prix et d'autres facteurs.

Les prix de référence suivants ont été utilisés pour déterminer les réserves et les produits des activités ordinaires nets futurs.

	Gaz naturel		**Pétrole**	
	Carrefour Henry ($/Mbtu)	AECO ($ CA/Mbtu)	WTI ($/b)	Edmonton Léger non corrosif ($ CA/b)
Prix des réserves [1]				
2014	4,34	4,63	94,99	96,40
2015	2,58	2,69	50,28	58,82
2016	**2,49**	**2,17**	**42,75**	**52,21**

[1] Tous les prix ont été maintenus constants pour tous les exercices ultérieurs aux fins de l'estimation des produits nets et des réserves.

RÉSERVES PROUVÉES
(PRIX MOYENS DES 12 DERNIERS MOIS)

	Gaz naturel (Gpi^3)			Pétrole (Mb)			LGN (Mb)			Total (MBEP)
	Canada	**États-Unis**	**Total**	**Canada**	**États-Unis**	**Total**	**Canada**	**États-Unis**	**Total**	
2014										
À l'ouverture de l'exercice	3 975	3 877	7 852	22,8	54,5	77,3	87,4	56,1	143,5	1 529,5
Révisions et récupération améliorée	250	(511)	(261)	(5,0)	(2,7)	(7,7)	10,9	(2,6)	8,3	(42,9)
Extensions et découvertes	385	493	879	4,7	21,4	26,1	22,3	8,8	31,1	203,7
Achat de réserves en place	6	234	240	-	148,2	148,2	0,1	52,9	53,0	241,1
Vente de réserves en place	(885)	(1 473)	(2 358)	(6,6)	(14,2)	(20,8)	(45,5)	(20,0)	(65,4)	(479,2)
Production	(503)	(355)	(858)	(5,0)	(13,1)	(18,0)	(8,6)	(5,0)	(13,6)	(174,6)
À la clôture de l'exercice	3 229	2 265	5 494	10,9	194,1	205,0	66,6	90,2	156,7	1 277,4
Mises en valeur	2 282	1 606	3 887	8,2	112,3	120,5	31,6	53,4	85,0	853,4
Non mises en valeur	947	660	1 607	2,8	81,8	84,5	34,9	36,8	71,7	424,0
Total	**3 229**	**2 265**	**5 494**	**10,9**	**194,1**	**205,0**	**66,6**	**90,2**	**156,7**	**1 277,4**
2015										
À l'ouverture de l'exercice	3 229	2 265	5 494	10,9	194,1	205,0	66,6	90,2	156,7	1 277,4
Révisions et récupération améliorée	(801)	(342)	(1 144)	(0,9)	(73,6)	(74,6)	(14,8)	(41,1)	(55,9)	(321,1)
Extensions et découvertes	313	159	472	-	68,4	68,4	19,8	24,9	44,7	191,7
Achat de réserves en place	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vente de réserves en place	(434)	(728)	(1 163)	(1,6)	(1,2)	(2,8)	(0,4)	(3,6)	(4,0)	(200,6)
Production	(354)	(241)	(596)	(2,0)	(29,7)	(31,8)	(8,3)	(8,6)	(16,9)	(148,0)
À la clôture de l'exercice	1 952	1 112	3 064	6,4	157,9	164,3	62,8	61,7	124,5	799,4
Mises en valeur	1 295	928	2 223	5,0	91,6	96,6	31,8	37,8	69,5	536,6
Non mises en valeur	657	184	841	1,3	66,3	67,7	31,0	24,0	55,0	262,8
Total	**1 952**	**1 112**	**3 064**	**6,4**	**157,9**	**164,3**	**62,8**	**61,7**	**124,5**	**799,4**
2016										
À l'ouverture de l'exercice	1 952	1 112	3 064	6,4	157,9	164,3	62,8	61,7	124,5	799,4
Révisions et récupération améliorée	(422)	177	(244)	(0,3)	(15,6)	(15,9)	(6,4)	(1,6)	(8,0)	(64,7)
Extensions et découvertes	796	91	887	-	52,2	52,2	58,1	17,7	75,8	275,7
Achat de réserves en place	-	16	16	-	9,6	9,6	-	2,6	2,6	14,9
Vente de réserves en place	(163)	(150)	(313)	(5,4)	(22,2)	(27,6)	(11,3)	(15,5)	(26,8)	(106,5)
Production	(354)	(153)	(506)	(0,7)	(26,2)	(27,0)	(9,2)	(8,5)	(17,7)	(129,1)
À la clôture de l'exercice	1 810	1 093	2 902	-	155,6	155,6	94,0	56,4	150,4	789,7
Mises en valeur	903	951	1 853	-	82,5	82,5	25,6	31,8	57,4	448,8
Non mises en valeur	907	142	1 049	-	73,1	73,1	68,4	24,6	93,0	341,0
Total	**1 810**	**1 093**	**2 902**	**-**	**155,6**	**155,6**	**94,0**	**56,4**	**150,4**	**789,7**

* Les chiffres étant arrondis, leur somme ne correspond pas nécessairement au total.

Définitions :

a. Le terme « réserves de pétrole et de gaz prouvées » désigne les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime avec une certitude raisonnable, d'après l'analyse des données d'ingénierie et géoscientifiques, pouvoir exploiter de façon rentable à compter d'une date donnée et pouvoir récupérer à partir de réservoirs connus, selon les conditions économiques existantes, selon les méthodes d'exploitation en usage et en fonction de la réglementation gouvernementale en vigueur.

b. Le terme « réserves de pétrole et de gaz mises en valeur » désigne les réserves d'une catégorie quelconque qu'on prévoit récupérer grâce à des puits existants avec le matériel existant et les méthodes d'exploitation en usage ou dont le coût du matériel nécessaire est relativement minime par rapport au coût d'un nouveau puits.

c. Le terme « réserves de pétrole et de gaz non mises en valeur » désigne les réserves d'une catégorie quelconque qu'on prévoit récupérer grâce à de nouveaux puits dans des terrains n'ayant pas encore fait l'objet de forages ou grâce à des puits existants dont la remise en production nécessite des dépenses relativement considérables.

Le total des réserves prouvées a diminué de 9,7 MBEP en 2016 en raison de ce qui suit :

- L'élément Révisions et récupération améliorée concernant le gaz naturel rend compte d'une réduction de 462 Gpi^3 découlant d'une baisse de la moyenne des prix du gaz naturel des 12 derniers mois. L'élément Révisions et récupération améliorée concernant le pétrole et les LGN tient compte d'une réduction de 6,5 Mb et de 6,6 Mb, respectivement, découlant d'une baisse de la moyenne des prix du pétrole et des LGN des 12 derniers mois.

- L'élément Extensions et découvertes concernant le gaz naturel, le pétrole et les LGN tient compte d'une hausse de 275,7 MBEP des réserves prouvées découlant de l'extension des sites prouvés attribuable surtout au succès des travaux de forage des actifs Permian et Montney.

- L'élément Vente de réserves en place tient compte de baisses de 65,4 MBEP des réserves prouvées mises en valeur et de 41,2 MBEP des réserves prouvées non mises en valeur découlant de la sortie des actifs du bassin DJ situés dans le nord du Colorado et des actifs Gordondale situés dans le nord-ouest de l'Alberta.

Le total des réserves prouvées a diminué de 478,0 MBEP en 2015 en raison de ce qui suit :

- L'élément Révisions et récupération améliorée concernant le gaz naturel rend compte d'une réduction de 1 106 Gpi^3 découlant d'une baisse importante de la moyenne des prix du gaz naturel des 12 derniers mois. L'élément Révisions et récupération améliorée concernant le pétrole et les LGN tient compte d'une réduction de 59,9 Mb et de 52,6 Mb, respectivement, découlant d'une baisse importante de la moyenne des prix du pétrole et des LGN des 12 derniers mois.

- L'élément Extensions et découvertes concernant le gaz naturel, le pétrole et les LGN tient compte d'une hausse de 191,7 MBEP des réserves prouvées découlant de l'extension des sites prouvés attribuable surtout au succès des travaux de forage des actifs Permian et Montney.

- L'élément Vente de réserves en place tient compte de baisses de 137,4 MBEP des réserves prouvées mises en valeur et de 63,2 MBEP des réserves prouvées non mises en valeur découlant de la sortie des actifs de gaz naturel Haynesville situés dans le nord de la Louisiane et de certains actifs Wheatland situés dans le centre et le sud de l'Alberta.

Le total des réserves prouvées a diminué de 252,1 MBEP en 2014 en raison de ce qui suit :

- L'élément Révisions et récupération améliorée concernant le gaz naturel rend compte d'une réduction de 520 Gpi^3 découlant de changements apportés aux réserves prouvées non mises en valeur qui ont été enregistrées aux États-Unis. Cette variation est attribuable à la transition stratégique de la Société vers un portefeuille de marchandises plus équilibré.

- L'élément Extensions et découvertes concernant le gaz naturel, le pétrole et les LGN tient compte d'une hausse de 203,7 MBEP des réserves prouvées découlant de l'extension des sites prouvés attribuable surtout au succès des travaux de forage des actifs Montney et du bassin DJ.

- L'élément Vente de réserves en place tient compte de hausses de 141,6 MBEP des réserves prouvées mises en valeur et de 99,5 MBEP des réserves prouvées non mises en valeur découlant des acquisitions des actifs Eagle Ford situés dans le sud du Texas et des actifs Permian situés dans l'ouest du Texas.

- L'élément Vente de réserves en place tient compte de baisses de 271,7 MBEP des réserves prouvées mises en valeur et de 207,5 MBEP des réserves prouvées non mises en valeur découlant des sorties des actifs Bighorn situés dans le centre-ouest de l'Alberta, de certains actifs à redevance à Wheatland situés en grande partie en Alberta, des actifs Jonah au Wyoming et d'actifs dans l'est du Texas.

MESURE STANDARDISÉE DE LA VALEUR ACTUALISÉE DES FLUX DE TRÉSORERIE NETS FUTURS ASSOCIÉS AUX RÉSERVES PROUVÉES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Pour le calcul de la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés, Encana a déterminé le montant de ses entrées de trésorerie en appliquant des hypothèses de prix et de coûts constants à la production annuelle future qu'elle prévoit tirer de ses réserves prouvées. Les estimations des flux de trésorerie futurs nets tirés des réserves prouvées sont établies d'après les prix moyens du début du mois depuis les 12 derniers mois. Les coûts de production et de mise en valeur futurs rendent compte des estimations des coûts d'abandon et de démantèlement associés aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et supposent le maintien des conditions économiques, d'exploitation et de réglementation existantes. Le montant de l'impôt sur le résultat futur est calculé en appliquant les taux d'impôt établis par la loi à ses flux de trésorerie avant impôt futurs, après avoir tenu compte de la charge fiscale associée à ses biens pétroliers et gaziers conformément aux lois et aux règlements en vigueur. L'incidence des crédits d'impôt est également prise en compte dans l'établissement de la charge d'impôt sur le résultat. L'écart d'actualisation a été calculé en appliquant un facteur d'actualisation de 10 % aux flux de trésorerie nets futurs.

Encana signale que la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs associés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz ne correspond ni à la juste valeur marchande des biens pétroliers et gaziers d'Encana ni aux flux de trésorerie nets futurs qu'elle prévoit en tirer. La valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs ne comprend pas la juste valeur marchande de terrains faisant l'objet de travaux de prospection ni de réserves probables ou possibles de pétrole ou de gaz, et ne tient pas compte de l'effet de la variation future prévue des prix du pétrole et du gaz naturel, des coûts de mise en valeur, de mise hors service d'immobilisations ou de production, ni de modifications possibles à la réglementation fiscale et à la réglementation régissant les redevances. Le taux d'actualisation prescrit de 10 % pourrait ne pas refléter les taux d'intérêt futurs réels.

	Canada			**États-Unis**		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Entrées de trésorerie futures	**5 341 $**	6 284 $	19 255 $	**8 537 $**	9 462 $	26 742 $
Moins :						
Coûts de production futurs	**2 876**	3 800	7 456	**3 539**	3 959	6 673
Coûts de mise en valeur futurs	**1 925**	1 725	3 276	**2 779**	3 092	4 087
Impôt sur le résultat	**-**	-	1 727	**-**	-	2 886
Flux de trésorerie nets futurs	**540**	759	6 796	**2 219**	2 411	13 096
Moins une actualisation annuelle de 10 % visant à tenir compte du calendrier estimé des flux de trésorerie	**99**	122	2 320	**972**	984	6 015
Flux de trésorerie nets futurs actualisés	**441 $**	637 $	4 476 $	**1 247 $**	1 427 $	7 081 $

	Total		
	2016	2015	2014
Entrées de trésorerie futures	**13 878 $**	15 746 $	45 997 $
Moins :			
Coûts de production futurs	**6 415**	7 759	14 129
Coûts de mise en valeur futurs	**4 704**	4 817	7 363
Impôt sur le résultat	**-**	-	4 613
Flux de trésorerie nets futurs	**2 759**	3 170	19 892
Moins une actualisation annuelle de 10 % visant à tenir compte du calendrier estimé des flux de trésorerie	**1 071**	1 106	8 335
Flux de trésorerie nets futurs actualisés	**1 688 $**	2 064 $	11 557 $

VARIATIONS DE LA MESURE STANDARDISÉE DES FLUX DE TRÉSORERIE NETS FUTURS ACTUALISÉS ASSOCIÉS AUX RÉSERVES PROUVÉES DE PÉTROLE ET DE GAZ

	Canada			États-Unis		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Solde à l'ouverture de l'exercice	**637 $**	4 476 $	4 659 $	**1 427 $**	7 081 $	4 158 $
Variations résultant des éléments suivants						
Ventes de pétrole et de gaz produits pendant l'exercice	**(294)**	(969)	(2 120)	**(1 011)**	(1 250)	(1 746)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	**212**	109	827	**269**	504	1 429
Achat de réserves prouvées en place	**-**	-	9	**47**	-	3 052
Vente et transfert de réserves prouvées en place	**(71)**	(674)	(1 320)	**(220)**	(1 604)	(1 902)
Variation nette des prix et des coûts de production	**(1)**	(3 094)	1 777	**302**	(3 266)	2 567
Révision des quantités estimées	**(124)**	(1 355)	314	**39**	(2 183)	(616)
Augmentation due à la désactualisation	**64**	565	515	**143**	834	503
Coûts de mise en valeur engagés estimés antérieurement, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	**17**	435	532	**246**	263	(3)
Autres	**1**	(32)	(36)	**5**	(210)	24
Variation nette de l'impôt sur le résultat	**-**	1 176	(681)	**-**	1 258	(385)
Solde à la clôture de l'exercice	**441 $**	637 $	4 476 $	**1 247 $**	1 427 $	7 081 $

	Total		
	2016	2015	2014
Solde à l'ouverture de l'exercice	**2 064 $**	11 557 $	8 817 $
Variations résultant des éléments suivants			
Ventes de pétrole et de gaz produits pendant l'exercice	**(1 305)**	(2 219)	(3 866)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	**481**	613	2 256
Achat de réserves prouvées en place	**47**	-	3 061
Vente et transfert de réserves prouvées en place	**(291)**	(2 278)	(3 222)
Variation nette des prix et des coûts de production	**301**	(6 360)	4 344
Révision des quantités estimées	**(85)**	(3 538)	(302)
Augmentation due à la désactualisation	**207**	1 399	1 018
Coûts de mise en valeur engagés estimés antérieurement, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	**263**	698	529
Autres	**6**	(242)	(12)
Variation nette de l'impôt sur le résultat	**-**	2 434	(1 066)
Solde à la clôture de l'exercice	**1 688 $**	2 064 $	11 557 $

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le tableau ci-après présente de l'information sur les produits des activités ordinaires et les coûts directs liés aux activités de prospection et de production de pétrole et de gaz de la Société.

	Canada			États-Unis		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Produits tirés du pétrole et du gaz, déduction faite des redevances et des frais de transport et de traitement	**491 $**	1 168 $	2 475 $	**1 510 $**	1 911 $	2 244 $
Moins :						
Charges d'exploitation, taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	**197**	199	355	**499**	661	498
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	**260**	305	625	**523**	1 088	992
Pertes de valeur	**493**	-	-	**903**	6 473	-
Résultat d'exploitation	**(459)**	664	1 495	**(415)**	(6 311)	754
Impôt sur le résultat	**(123)**	179	376	**(150)**	(2 285)	273
Résultats d'exploitation	**(336) $**	485 $	1 119 $	**(265) $**	(4 026) $	481 $

	Total		
	2016	2015	2014
Produits tirés du pétrole et du gaz, déduction faite des redevances et des frais de transport et de traitement	**2 001 $**	3 079 $	4 719 $
Moins :			
Charges d'exploitation, taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	**696**	860	853
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	**783**	1 393	1 617
Pertes de valeur	**1 396**	6 473	-
Résultat d'exploitation	**(874)**	(5 647)	2 249
Impôt sur le résultat	**(273)**	(2 106)	649
Résultats d'exploitation	**(601) $**	(3 541) $	1 600 $

COÛTS INCORPORÉS

Les coûts incorporés comprennent les coûts des immobilisations, du matériel et des installations utilisés pour les activités de production de pétrole et de gaz naturel. Les coûts incorporés au titre des biens prouvés rendent compte des coûts des participations louées dans des concessions pétrolières et gazières à l'égard desquelles des réserves prouvées ont été établies, des puits de développement et du matériel et des installations connexes, notamment les puits de développement en cours. Les coûts incorporés des biens non prouvés comprennent les coûts d'acquisition de participations louées dans des concessions pétrolières et gazières à l'égard desquelles aucune réserve prouvée n'a été établie.

	Canada			États-Unis		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Biens de pétrole et de gaz prouvés	**13 159 $**	14 866 $	18 271 $	**26 393 $**	25 723 $	24 279 $
Biens de pétrole et de gaz non prouvés	**285**	334	478	**4 913**	5 282	5 655
Total des dépenses d'investissement	**13 444**	15 200	18 749	**31 306**	31 005	29 934
Cumul des amortissements et de l'épuisement	**12 896**	14 170	16 566	**25 300**	23 822	16 260
Coûts incorporés, montant net	**548 $**	1 030 $	2 183 $	**6 006 $**	7 183 $	13 674 $

	Canada			États-Unis		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Biens de pétrole et de gaz prouvés	**58 $**	58 $	65 $	**39 610 $**	40 647 $	42 615 $
Biens de pétrole et de gaz non prouvés	**-**	-	-	**5 198**	5 616	6 133
Total des dépenses d'investissement	**58**	58	65	**44 808**	46 263	48 748
Cumul des amortissements et de l'épuisement	**58**	58	65	**38 254**	38 050	32 891
Coûts incorporés, montant net	**- $**	- $	- $	**6 554 $**	8 213 $	15 857 $

COÛTS ENGAGÉS

Les coûts engagés comprennent les coûts incorporés et les coûts inscrits aux charges lorsqu'ils sont engagés. Ils comprennent également les coûts internes directement liés aux acquisitions et aux activités de prospection et de mise en valeur, les nouveaux coûts liés à la mise hors service d'immobilisations établis durant l'exercice considéré ainsi que les hausses ou les baisses des obligations liés à la mise hors service d'immobilisations découlant des variations des estimations des coûts durant l'exercice.

	Canada			**États-Unis[1) 2)]**		
	2016	2015	2014	**2016**	2015	2014
Coûts d'acquisition						
Biens non prouvés	**- $**	2 $	15 $	**4 $**	15 $	5 452 $
Biens prouvés	**1**	7	6	**205**	12	5 008
Total des acquisitions	**1**	9	21	**209**	27	10 460
Coûts de prospection	**1**	3	10	**13**	3	38
Coûts de mise en valeur	**255**	377	1 216	**860**	1 844	1 247
Total des coûts engagés	**257 $**	389 $	1 247 $	**1 082 $**	1 874 $	11 745 $

	Total[1) 2)]		
	2016	2015	2014
Coûts d'acquisition			
Biens non prouvés	**4 $**	17 $	5 467 $
Biens prouvés	**206**	19	5 014
Total des acquisitions	**210**	36	10 481
Coûts de prospection	**14**	6	48
Coûts de mise en valeur	**1 115**	2 221	2 463
Total des coûts engagés	**1 339 $**	2 263 $	12 992 $

1) En 2014, les biens non prouvés tiennent compte d'un montant de 5 338 M$ associé à l'acquisition d'Athlon.
2) En 2014, les biens prouvés tiennent compte d'un montant de 2 127 M$ associé à l'acquisition d'Athlon.

COÛTS NON ASSUJETTIS À LA DOTATION AUX AMORTISSEMENTS ET À L'ÉPUISEMENT

Les coûts en amont se rapportant à des biens non prouvés importants sont exclus comme suit de la base non renouvelable des centres de coûts par pays :

31 décembre	**2016**	2015
Canada	**285 $**	334 $
États-Unis	**4 913**	5 282
	5 198 $	5 616 $

Ce qui suit est un résumé des coûts liés aux biens non prouvés d'Encana au 31 décembre 2016.

	2016	2015	2014	Avant 2014	**Total**
Coûts d'acquisition	104 $	28 $	4 733 $	198 $	**5 063 $**
Coûts de prospection	5	8	50	72	**135**
	109 $	36 $	4 783 $	270 $	**5 198 $**

La recouvrabilité ultime de ces coûts et le moment de l'inclusion dans la base non renouvelable des centres de coûts par pays sont conditionnels à la découverte de réserves prouvées de gaz naturel et de liquides, à l'expiration des baux ou à la constatation de pertes de valeur. Les coûts d'acquisition se composent principalement des coûts engagés pour acquérir ou louer des biens. Les coûts de prospection se composent principalement de coûts liés aux études géologiques et géophysiques et aux coûts de forage et de dotation d'équipement des puits d'exploration.

28. Information financière trimestrielle supplémentaire (non auditée)

Les tableaux suivants résument les données financières trimestrielles pour les exercices 2016 et 2015.

	2016			
(en millions de dollars US, sauf les montants par action)	**T4**	**T3**	**T2**	**T1**
Produits des activités ordinaires	**822 $**	**979 $**	**364 $**	**753 $**
Pertes de valeur	**- $**	**- $**	**484 $**	**912 $**
Résultat d'exploitation	**(54) $**	**128 $**	**(912) $**	**(1 043) $**
Profit (perte) à la sortie d'actifs, montant net	**(3) $**	**395 $**	**(2) $**	**- $**
Résultat net avant impôt	**(251) $**	**379 $**	**(1 068) $**	**(680) $**
Charge (économie) d'impôt	**30**	**62**	**(467)**	**(301)**
Résultat net	**(281) $**	**317 $**	**(601) $**	**(379) $**
Résultat net par action ordinaire – de base et dilué	**(0,29) $**	**0,37 $**	**(0,71) $**	**(0,45) $**

	2015			
(en millions de dollars US, sauf les montants par action)	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires	1 031 $	1 312 $	830 $	1 249 $
Pertes de valeur	805 $	1 671 $	2 081 $	1 916 $
Résultat d'exploitation	(682) $	(1 379) $	(2 354) $	(1 886) $
Profit (perte) à la sortie d'actifs, montant net	- $	(2) $	2 $	14 $
Résultat net avant impôt	(977) $	(1 831) $	(2 548) $	(2 654) $
Charge (économie) d'impôt	(365)	(595)	(938)	(947)
Résultat net	(612) $	(1 236) $	(1 610) $	(1 707) $
Résultat net par action ordinaire – de base et dilué	(0,72) $	(1,47) $	(1,91) $	(2,25) $

Rubrique 9 : Changement d'experts-comptables et désaccord avec ces derniers relativement à des questions de comptabilité ou de présentation de l'information financière

Les états financiers des exercices clos les 31 décembre 2016, 2015 et 2014, figurant dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K, ont été audités par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant, conformément à ce qui est indiqué dans son rapport figurant aux présentes. Il n'y a eu aucun changement d'experts-comptables ni de désaccord avec ces derniers durant l'exercice en question.

Rubrique 9A : Contrôles et procédures

ÉVALUATION ET CONTRÔLE ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

Le chef de la direction et le chef des finances d'Encana ont effectué une évaluation des contrôles et des procédures de communication de l'information de la Société, tel qu'il est défini dans les règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de l'*Exchange Act*. Les contrôles et procédures de communication de l'information de la Société sont conçue pour garantir que l'information que la Société doit présenter dans les rapports déposés ou transmis en vertu de l'*Exchange Act* est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits par les règlements et formulaires de la SEC et pour garantir que l'information que la Société doit présenter dans les rapports déposés ou transmis en vertu de l'*Exchange Act* est cumulée et communiquée à la direction de la Société, notamment le chef de la direction et le chef des finances, le cas échéant, de sorte que les décisions relatives aux informations à fournir puissent être prises en temps opportun. D'après cette évaluation, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information de la Société étaient efficaces au 31 décembre 2016.

RAPPORT ANNUEL DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Voir la section « Évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière par la direction » sous la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Voir la section « Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant » sous la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

CHANGEMENTS DANS LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Encana n'a apporté aucune modification au contrôle interne à l'égard de l'information financière durant le quatrième trimestre de 2016 qui a eu, ou serait raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière. Voir la section « Évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière par la direction » sous la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

Rubrique 9B. Autres renseignements

Aucun

PARTIE III

Rubrique 10. Administrateurs, membres de la haute direction et gouvernance

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

L'information concernant le conseil d'administration est présentée dans la circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle de 2017 des actionnaires de la Société, qui est intégrée aux présentes par renvoi.

L'information concernant les membres de la haute direction de la Société se trouve à la sous-rubrique « Membres de la haute direction de l'émetteur inscrit » des rubriques 1 et 2 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

CODE D'ÉTHIQUE

Encana a adopté un code d'éthique intitulé « Business Code of Conduct » (le « code d'éthique ») qui s'applique au principal membre de la haute direction, au principal dirigeant des finances, au principal dirigeant de la comptabilité ou au contrôleur, ainsi qu'aux personnes qui exercent des fonctions similaires. Le code d'éthique est affiché sur le site Web d'Encana, au www.encana.com, et les actionnaires peuvent en obtenir une copie imprimée sur demande. Les demandes doivent être adressées au secrétaire d'Encana, au 4400, 500 Centre Street S.E., P.O. Box 2850, Calgary (Alberta) T2P 2S5 Canada, numéro de téléphone 403-645-2000. Encana a l'intention de communiquer et de résumer sur son site Web, au www.encana.com, toute modification apportée aux dispositions du code d'éthique ou toute renonciation à une disposition du code d'éthique devant être communiquée et résumée.

Rubrique 11. Rémunération des membres de la haute direction

L'information à fournir à la présente rubrique 11 est présentée dans la circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle de 2017 des actionnaires de la Société, qui est intégrée aux présentes par renvoi.

La rémunération des membres de la haute direction et l'information connexe intégrée par renvoi dans les présentes ne sont pas réputées constituer un « document de sollicitation » ni ne sont réputées « déposées » auprès de la SEC, et cette information ne doit pas être intégrée par renvoi dans les documents qui seront déposés aux termes de la Loi de 1933 ou de la Loi de 1934, sauf si la Société précise qu'elle l'intègre par renvoi.

Rubrique 12. Titres appartenant à certains propriétaires véritables et à la direction et questions touchant les actionnaires

L'information à fournir à la présente rubrique 12 est présentée dans la circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle de 2017 des actionnaires de la Société, qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Rubrique 13. Certaines relations et opérations connexes, et indépendance des administrateurs

L'information à fournir à la présente rubrique 13 est présentée dans la circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle de 2017 des actionnaires de la Société, qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Rubrique 14. Principaux honoraires et services comptables

L'information à fournir à la présente rubrique 14 est présentée dans la circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle de 2017 des actionnaires de la Société, qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Rubrique 15. Pièces et annexes aux états financiers

Les documents ci-après sont déposés comme faisant partie intégrante du présent formulaire 10-K ou comme étant intégrés par renvoi à ce dernier :

1. États financiers consolidés

Il y a lieu de se reporter aux états financiers consolidés et notes annexes inclus sous la rubrique 8 du présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

2. Annexes aux états financiers consolidés

Il n'y a pas d'autres annexes aux états financiers qui soient présentées, car elles n'auraient pas d'objet ou elles comprendraient des informations qui figurent déjà dans les états financiers consolidés ou les notes annexes.

3. Pièces

La liste des pièces est fournie dans l'index qui suit. Les pièces comprennent les contrats de gestion, les régimes de rémunération et les ententes à inclure à titre de pièces au rapport annuel sur formulaire 10-K selon la rubrique 601(b)(10) (iii) du Règlement S-K.

Pièce nº	Description
3.1	Certificat de constitution à jour et statuts constitutifs à jour datés du 30 novembre 2009 (intégrés par renvoi à la pièce 99.2 du rapport d'Encana sur formulaire 6-K déposé le 2 décembre 2009, dossier SEC nº 001-15226).
3.2	Certificat de modification et statuts de modification datés du 12 mai 2015 (intégrés par renvoi à la pièce 99.1 du rapport d'Encana sur formulaire 6-K déposé le 19 mai 2015, dossier SEC nº 001-15226).
3.3	Règlement nº 1 d'Encana Corporation entré en vigueur le 11 février 2014 (intégré par renvoi à la pièce 99.1 du rapport d'Encana sur formulaire 6-K déposé le 15 mai 2014, dossier SEC nº 001-15226).
4.1	Convention relative au régime de droits des actionnaires modifiée et mise à jour datée du 3 mai 2016 intervenue entre Encana Corporation et Société de fiducie CST à titre d'agent chargé des droits (intégrée par renvoi à la pièce 99.1 du rapport d'Encana sur formulaire 6-K déposé le 5 mai 2016, dossier SEC nº 001-15226).
4.2	Régime de réinvestissement des dividendes modifié et mis à jour daté du 25 mars 2013 (intégré par renvoi à la pièce 4.2 de la déclaration d'inscription d'Encana sur formulaire F-3 déposée le 25 mars 2013, dossier SEC nº 333-187492).
4.3	Billets à 6,50 % échéant en 2019.
4.4	Billets à 3,90 % échéant en 2021.
4.5	Billets à 8,125 % échéant en 2030.
4.6	Billets à 7,2 % échéant en 2031.
4.7	Billets à 7,375 % échéant en 2031.
4.8	Billets à 6,50 % échéant en 2034.
4.9	Billets à 6,625 % échéant en 2037.
4.10	Billets à 6,50 % échéant en 2038.
4.11	Billets à 5,15 % échéant en 2041.
4.12	Acte de fiducie daté du 13 août 2007 intervenu entre Encana Corporation et The Bank of New York.
4.13	Acte de fiducie daté du 14 novembre 2011 intervenu entre Encana Corporation et The Bank of New York Mellon (intégré par renvoi à la pièce 7.1 de la déclaration d'inscription d'Encana sur formulaire F-10 déposée le 7 mai 2012, dossier SEC nº 333-181196).
4.14	Acte de fiducie daté du 15 septembre 2000 intervenu entre Encana Corporation (à titre de société remplaçante d'Alberta Energy Company Ltd. issue d'un regroupement) et The Bank of New York.
4.15	Premier acte de fiducie supplémentaire daté du 1er janvier 2003 à l'acte de fiducie daté du 15 septembre 2000 intervenu entre Encana Corporation et The Bank of New York.
4.16	Deuxième acte de fiducie supplémentaire daté du 20 novembre 2012 à l'acte de fiducie daté du 15 septembre 2000 intervenu entre Encana Corporation et The Bank of New York.
4.17	Acte de fiducie daté du 5 novembre 2001 intervenu entre Encana Corporation (à titre de société remplaçante de PanCanadian Petroleum Limited issue d'un regroupement) et The Bank of Nova Scotia Trust Company of New York.
4.18	Premier acte de fiducie supplémentaire daté du 1er janvier 2002 à l'acte de fiducie daté du 5 novembre 2001 intervenu entre Encana Corporation (à titre de société remplaçante de PanCanadian Petroleum Limited issue d'un regroupement) et The Bank of Nova Scotia Trust Company of New York.
4.19	Deuxième acte de fiducie supplémentaire daté du 1er janvier 2003 à l'acte de fiducie daté du

	5 novembre 2001 intervenu entre Encana Corporation et The Bank of Nova Scotia Trust Company of New York.
4.20	Troisième acte de fiducie supplémentaire daté du 20 novembre 2012 à l'acte de fiducie daté du 5 novembre 2001 intervenu entre Encana Corporation et The Bank of Nova Scotia Trust Company of New York.
4.21	Quatrième acte de fiducie supplémentaire daté du 24 juillet 2013 à l'acte de fiducie daté du 5 novembre 2001 intervenu entre Encana Corporation et The Bank of Nova Scotia Trust Company of New York.
4.22	Acte de fiducie daté du 2 octobre 2003 intervenu entre Encana Corporation et The Bank of New York.
4.23	Spécimen de certificat d'actions ordinaires (intégré par renvoi à la pièce 4.2 de la déclaration d'inscription d'Encana sur formulaire F-3 déposée le 25 juillet 2016, dossier SEC nº 333-212667).
10.1	Convention de crédit modifiée datée du 16 juillet 2015 intervenue entre Encana Corporation à titre d'emprunteur, les institutions financières et autres qui y sont désignées à titre de prêteurs et la Banque Royale du Canada à titre d'agent.
10.2	Deuxième convention de crédit modifiée et mise à jour datée du 20 octobre 2011 intervenue entre Alenco Inc. à titre d'emprunteur, les banques, les institutions financières et autres prêteurs institutionnels qui y sont parties et Citibank N.A. à titre d'agent administratif.
10.3	Une modification par voie de lettre à la deuxième convention de crédit modifiée et mise à jour datée du 20 octobre 2011 intervenue entre Alenco Inc. à titre d'emprunteur, les banques, les institutions financières et autres prêteurs institutionnels qui y sont parties et Citibank N.A. à titre d'agent administratif, datée du 15 juin 2012.
10.4	Modification nº 2 à la deuxième convention de crédit modifiée et mise à jour datée du 20 octobre 2011 intervenue entre Alenco Inc. à titre d'emprunteur, les banques, les institutions financières et autres prêteurs institutionnels qui y sont parties et Citibank N.A. à titre d'agent administratif, datée du 28 juin 2013.
10.5	Modification nº 3 à la deuxième convention de crédit modifiée et mise à jour datée du 20 octobre 2011 intervenue entre Alenco Inc. à titre d'emprunteur, les banques, les institutions financières et autres prêteurs institutionnels qui y sont parties et Citibank N.A. à titre d'agent administratif, datée du 16 juillet 2015.
10.6*	Régime d'options d'achat d'actions d'Encana Corporation tenant compte des modifications apportées en date du 27 avril 2005, en date du 25 avril 2007, en date du 22 avril 2008, en date du 22 octobre 2008, en date du 30 novembre 2009, en date du 20 juillet 2010, en date du 24 février 2015 et en date du 22 février 2016.
10.7*	Forme de la convention d'attributions d'options d'achat d'actions à l'intention des membres de la haute direction.
10.8*	Régime de droits à la plus-value d'actions des employés d'Encana Corporation adopté avec prise d'effet à compter du 12 février 2008 et modifié le 9 décembre 2008, le 30 novembre 2009, le 20 avril 2010, le 20 juillet 2010, le 24 février 2015 et le 22 février 2016.
10.9*	Forme de la convention d'attribution de droits à la plus-value d'actions à l'intention des membres de la haute direction.
10.10*	Régime d'unités d'actions liées au rendement à l'intention des employés d'Encana Corporation modifié et mis à jour, avec prise d'effet à compter du 1er janvier 2010, et compte tenu des modifications apportées en date du 20 juillet 2010, du 24 février 2015 et du 22 février 2016.
10.11*	Forme de la convention d'attribution d'UAR à l'intention des membres de la haute direction au Canada.
10.12*	Forme de la convention d'attribution d'UAR à l'intention des membres de la haute direction aux États-Unis.
10.13*	Régime d'unités d'actions incessibles à l'intention des employés d'Encana Corporation établi avec prise d'effet à compter du 8 février 2011 et compte tenu des modifications apportées en date du 24 février 2015 et du 22 février 2016.
10.14*	Forme de la convention d'attribution d'unités d'actions incessibles à l'intention des membres de la haute direction au Canada.
10.15*	Forme de la convention d'attribution d'unités d'actions incessibles à l'intention des membres de la haute direction aux États-Unis.
10.16*	Régime d'unités d'actions différées à l'intention des employés d'Encana Corporation adopté avec prise d'effet à compter du 18 décembre 2002 et compte tenu des modifications apportées en date du 23 octobre 2007, du 22 octobre 2008 et du 20 juillet 2010.
10.17*	Régime d'unités d'actions différées à l'intention des administrateurs d'Encana Corporation adopté avec prise d'effet à compter du 18 décembre 2002 et compte tenu des modifications apportées en date du 26 avril 2005, du 22 octobre 2008, du 8 décembre 2009, du 20 juillet 2010, du 13 février 2013 et du 1er décembre 2014.
10.18*	Entente en cas de changement de contrôle intervenue entre Encana Corporation et Sherri A. Brillon datée du 1er janvier 2007.

10.19*	Entente en cas de changement de contrôle intervenue entre Encana Corporation et Renee E. Zemljak datée du 30 novembre 2009.
10.20*	Entente en cas de changement de contrôle intervenue entre Encana Corporation et Michael G. McAllister datée du 10 février 2011.
10.21*	Entente en cas de changement de contrôle intervenue entre Encana Corporation et Douglas J. Suttles datée du 10 juin 2013.
10.22*	Entente en cas de changement de contrôle intervenue entre Encana Corporation et David G. Hill datée du 1er janvier 2014.
10.23*	Entente en cas de changement de contrôle intervenue entre Encana Corporation et Michael Williams datée du 10 mars 2014.
10.24*	Entente en cas de changement de contrôle intervenue entre Encana Corporation et Joanne L. Alexander datée du 12 janvier 2015.
10.25*	Forme de la convention d'indemnisation des administrateurs et dirigeants entrant en vigueur le 20 juillet 2016 intervenue entre Encana Corporation et chacun de ses administrateurs et dirigeants.
10.26*	Régime de retraite canadien d'Encana Corporation modifié et mis à jour en date du 1er janvier 2011.
10.27*	Modification nº 1 du régime de retraite canadien d'Encana Corporation modifié et mis à jour en date du 1er janvier 2011, datée du 29 mai 2014.
10.28*	Modification nº 2 du régime de retraite canadien d'Encana Corporation modifié et mis à jour en date du 1er janvier 2011, datée du 24 novembre 2014.
10.29*	Modification nº 3 du régime de retraite canadien d'Encana Corporation modifié et mis à jour en date du 1er janvier 2011, datée du 30 novembre 2015.
10.30*	Régime de retraite canadien complémentaire d'Encana Corporation modifié et mis à jour entrant en vigueur le 1er avril 2015.
10.31*	Régime de placement canadien d'Encana Corporation entrant en vigueur le 1er septembre 2002.
10.32*	Régime de retraite d'Encana (États-Unis) modifié et mis à jour entrant en vigueur le 14 mars 2014.
10.33*	Modification nº 1 du régime de retraite d'Encana (États-Unis) modifié et mis à jour entrant en vigueur le 14 mars 2014, datée du 1er mai 2014.
10.34*	Modification nº 2 du régime de retraite d'Encana (États-Unis) modifié et mis à jour entrant en vigueur le 14 mars 2014, datée du 7 août 2014.
10.35*	Modification nº 3 du régime de retraite d'Encana (États-Unis) modifié et mis à jour entrant en vigueur le 14 mars 2014, datée du 28 décembre 2015.
10.36*	Régime de rémunération différée d'Alenco Inc. modifié et mis à jour entrant en vigueur le 1er janvier 2009.
10.37*	Modification nº 1 du régime de rémunération différée d'Alenco Inc. modifié et mis à jour entrant en vigueur le 1er janvier 2009, prenant effet le 1er janvier 2012.
12.1	État consolidé du calcul du ratio du résultat net par rapport aux charges fixes.
14.1	Code de conduite commerciale entrant en vigueur le 27 mars 2013 (intégré par renvoi à la pièce 99.1 du rapport d'Encana sur formulaire 6-K déposé le 27 mars 2013, dossier SEC nº 001-15226).
21.1	Filiales importantes d'Encana Corporation.
23.1	Consentement de PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.
23.2	Consentement de McDaniel & Associates Consultants Ltd.
23.3	Consentement de Netherland, Sewell & Associates, Inc.
24.1	Procuration (incluse dans la page des signatures du présent rapport).
31.1	Attestation du président et chef de la direction conformément à la règle 13a-14 ou 15d-14 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*.
31.2	Attestation du chef des services financiers conformément à la règle 13a-14 ou 15d-14 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*.
32.1	Attestation du chef de la direction conformément à l'article 1350 du 18 U.S.C.
32.2	Attestation du chef des services financiers conformément à l'article 1350 du 18 U.S.C.
99.1	Rapport de McDaniel & Associates Consultants Ltd.
99.2	Rapport de Netherland, Sewell & Associates, Inc.
101.INS	XBRL Instance Document.
101.SCH	XBRL Taxonomy Schema Document.
101.CAL	XBRL Calculation Linkbase Document.
101.LAB	XBRL Label Linkbase Document.
101.DEF	XBRL Definition Linkbase Document.

*Contrat de gestion ou entente de rémunération.

SIGNATURES

Conformément aux exigences de l'article 13 ou du paragraphe 15(d) de la *Securities Exchange Act of 1934*, l'émetteur inscrit a dûment fait signer le présent rapport en son nom par le soussigné dûment autorisé à cette fin.

ENCANA CORPORATION

Par : (signé) Sherri A. Brillon
Nom : Sherri A. Brillon
Titre : Vice-présidente directrice
et chef des finances

Le 27 février 2017

SIGNATURES RELATIVES À ENCANA CORPORATION

PROCURATION

Par les présentes, chaque personne dont le nom figure ci-après constitue et nomme Douglas J. Suttles et Sherri A. Brillon, individuellement, chacun pouvant agir sans la participation de l'autre, comme fondés de pouvoir et mandataires véritables et légitimes des soussignés, avec plein pouvoir de substitution et de nouvelle substitution, au nom et à la place des soussignés, en toute qualité, pour qu'ils signent les modifications, y compris les modifications apportées après la date de validité, et les suppléments du présent rapport annuel sur formulaire 10-K et pour qu'ils déposent auprès de la Commission ces modifications et ces suppléments, leurs pièces et tous les autres documents qui s'y rapportent, et chacune accorde par les présentes aux fondés de pouvoir et mandataires les pouvoirs et l'autorité nécessaires pour prendre les mesures requises, à tous égards et aussi entièrement que le feraient ou pourraient le faire les soussignés eux-mêmes, et ratifie et confirme par les présentes l'ensemble des mesures que peuvent légalement prendre ou faire prendre les fondés de pouvoir et mandataires susmentionnés, ou ses fondés de pouvoir et mandataires de remplacement, en vertu des présentes.

La présente procuration peut être signée en plusieurs exemplaires, dont chacun est réputé constituer un original, mais qui, ensemble, constituent un seul document.

Conformément aux exigences de la *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée, le présent rapport annuel sur formulaire 10-K a été signé par les personnes dont le nom figure ci-dessous, en leur qualité et aux dates indiquées.

Signature	Qualité	Date
(signé) Clayton H. Woitas Clayton H. Woitas	Président du conseil d'administration	27 février 2017
(signé) Douglas J. Suttles Douglas J. Suttles	Président et chef de la direction et administrateur (principal membre de la haute direction)	27 février 2017
(signé) Sherri A. Brillon Sherri A. Brillon	Vice-présidente directrice et chef des finances (principale dirigeante des finances et principale dirigeante de la comptabilité)	27 février 2017
(signé) Peter A. Dea Peter A. Dea	Administrateur de sociétés	27 février 2017
(signé) Fred J. Fowler Fred J. Fowler	Administrateur de sociétés	27 février 2017
(signé) Howard J. Mayson Howard J. Mayson	Administrateur de sociétés	27 février 2017
(signé) Lee A. McIntire Lee A. McIntire	Administrateur de sociétés	27 février 2017
(signé) Margaret A. McKenzie Margaret A. McKenzie	Administratrice de sociétés	27 février 2017
(signé) Suzanne P. Nimocks Suzanne P. Nimocks	Administratrice de sociétés	27 février 2017
(signé) Jane L. Peverett Jane L. Peverett	Administratrice de sociétés	27 février 2017
(signé) Brian G. Shaw Brian G. Shaw	Administrateur de sociétés	27 février 2017
(signé) Bruce G. Waterman Bruce G. Waterman	Administrateur de sociétés	27 février 2017