



Encana Corporation

Rapport de gestion

Exercice clos le 31 décembre 2015

(Établi en dollars US)

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion d'Encana Corporation (« Encana » ou la « Société ») doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2015 (« états financiers consolidés ») ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Les états financiers consolidés et les données comparatives ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et sont présentés en dollars américains (« dollars US »), sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont présentés dans une autre monnaie. L'abréviation « \$ CA » renvoie au dollar canadien. Les résultats financiers d'Encana sont consolidés en dollars canadiens. Toutefois, 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 volumes de production sont indiqués déduction faite des redevances, conformément aux normes de présentation américaines pour le secteur du pétrole et du gaz ainsi qu'à l'information que doivent fournir les sociétés pétrolières et gazières des États-Unis. Le terme « liquides » désigne le pétrole, les liquides de gaz naturel (« 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 présent document est en date du 29 février 2016.

Pour des raisons d'ordre pratique, les termes « Encana », la « Société », « nous », « nos » et « notre » peuvent, selon le cas, s'entendre uniquement d'Encana Corporation ou comprendre également toute entité pertinente qui serait une filiale directe ou indirecte ou une société de personnes (« filiales ») d'Encana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

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. Le secteur du pétrole et du gaz ainsi qu'Encana utilisent couramment des mesures non conformes aux PCGR 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 comprennent les flux de trésorerie, les flux de trésorerie disponibles, le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures, le revenu d'exploitation net, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette et le ratio dette/capitaux permanents ajustés. Des renseignements supplémentaires concernant ces mesures figurent à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion, dont des rapprochements des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les flux de trésorerie et les flux de trésorerie disponibles ainsi que du résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires avec le résultat d'exploitation.

Le présent rapport de gestion renferme les abréviations des mesures volumétriques suivantes : millier de pieds cubes (« kpi³ »); million de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j »); milliard de pieds cubes (« Gpi³ ») par jour (« Gpi³/j »); billion de pieds cubes (« Tpi³ »); baril (« b »); millier de barils (« kb ») par jour (« kb/j »); million de barils (« Mb »); baril équivalent pétrole (« bep ») par jour (« bep/j »); millier de barils équivalent pétrole (« kbep ») par jour (« kbep/j »); million de barils équivalent pétrole (« Mbep »); million d'unités thermiques britanniques (« MBtu »).

Les lecteurs devraient également prendre connaissance de la rubrique « Mise en garde » à la fin du présent document, laquelle renferme des renseignements concernant les énoncés prospectifs et de l'information sur le pétrole et le gaz.

Objectifs stratégiques d'Encana

Encana est l'un des principaux producteurs d'énergie de l'Amérique du Nord et ses activités visent à enrichir son portefeuille déjà fort imposant de zones de ressources de gaz naturel, de pétrole et de LGN productives. Encana 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 équilibrer son portefeuille de produits, axer ses dépenses d'investissement sur un nombre limité de projets essentiels et évolutifs qui génèrent des rendements supérieurs, maintenir la souplesse de son portefeuille afin de pouvoir réagir à l'évolution des marchés, optimiser sa rentabilité par voie de l'efficacité opérationnelle, réduire ses coûts et préserver la vigueur de son bilan.

Elle s'efforce continuellement d'accroître son efficacité opérationnelle, de promouvoir l'innovation technologique et de réduire ses structures de coûts, tout en diminuant son empreinte environnementale grâce à l'optimisation de ses zones. Son modèle de centre névralgique de zones de ressources met en jeu des installations de production hautement intégrées qui servent à la mise en valeur de ressources par voie du forage de puits multiples à partir

de plates-formes d'exploitation centrales. La Société réalise des efficiences au chapitre du capital et de l'exploitation grâce à des activités reproductibles, à l'optimisation du matériel et des processus et à l'application de techniques d'amélioration continue.

Encana couvre une partie des volumes de sa production prévue de gaz naturel et de pétrole. Son programme de couverture réduit la volatilité à laquelle elle est exposée et contribue au maintien des flux de trésorerie et du revenu d'exploitation net dans les périodes où les prix sont faibles. La rubrique « Aperçu des résultats » du présent rapport de gestion et la note 24 annexe aux états financiers consolidés renferment d'autres renseignements concernant les positions de la Société sur les prix des marchandises au 31 décembre 2015.

De plus amples renseignements sur les résultats attendus d'Encana se trouvent dans ses prévisions, lesquelles peuvent être consultées dans son site Web, à l'adresse www.encana.com.

Activités d'Encana

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 ainsi que les 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 ainsi que les 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 présentées 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 un mode de 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. Dans le présent rapport de gestion, l'information financière est présentée après éliminations.

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.

Les chiffres comparatifs de 2014 et de 2013 ont été retraités afin que les impôts fonciers et certaines autres charges imposées soient présentés au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. De plus amples renseignements sur ce reclassement figurent dans l'analyse des résultats d'exploitation du présent rapport de gestion.

Aperçu des résultats

Faits saillants

Résultats d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 :

- Flux de trésorerie de 1 430 M\$ et perte d'exploitation de 61 M\$.
- Perte nette de 5 165 M\$, compte tenu de pertes de valeur après impôt hors trésorerie de 4 130 M\$ constatées par suite de tests de plafonnement du coût entier et d'une perte de change après impôt hors exploitation de 702 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 3,89 \$ le kpi³, prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 49,68 \$/b et prix moyen obtenu pour les LGN de 21,66 \$/b.
- Production moyenne de gaz naturel de 1 635 Mpi³/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 133,4 kb/j.
- Versement de dividendes de 0,28 \$ par action.
- Trésorerie et équivalents de trésorerie de 271 M\$ à la fin de l'exercice.

Principaux faits nouveaux survenus dans l'exercice clos le 31 décembre 2015 :

- La conclusion de la vente à GEP Haynesville, LLC (« GeoSouthern »), le 12 novembre 2015, des actifs de gaz naturel que la Société détenait à Haynesville, dans le nord de la Louisiane, pour un produit d'environ 769 M\$ après les ajustements de clôture. Compte tenu de la date d'entrée en vigueur de la transaction, soit le 1^{er} janvier 2015, Encana a également réduit d'environ 480 M\$ (montant non actualisé) ses engagements de collecte et ceux liés au secteur intermédiaire en transférant ses obligations actuelles et futures et assurera, dans les cinq prochaines années et selon une formule de paiement à l'acte, le transport et la commercialisation de la production que GeoSouthern réalisera à Haynesville.
- L'annonce de la conclusion d'une entente, le 8 octobre 2015, de la vente des actifs de la Société dans le bassin DJ au Colorado, constitués d'environ 51 000 acres nettes, à Crestone Peak Resources Holdings LLC, entité détenue conjointement par l'Office d'investissement du régime de pensions du Canada et The Broe Group, à un prix d'achat annoncé approximatif de 900 M\$ avant les ajustements de clôture et autres. Cette transaction, qui devait à l'origine être menée à terme au quatrième trimestre de 2015, devrait en réalité se clôturer au plus tard à la fin du deuxième trimestre de 2016, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2015 sous réserve de certaines conditions de clôture.
- La réalisation du placement par prise ferme de 98 458 975 actions ordinaires d'Encana, y compris celles octroyées aux termes d'une option de surallocation, au prix de 14,60 \$ CA chacune (le « placement »). Ce placement a été mené à terme en mars 2015 et a donné lieu à un produit brut de quelque 1,44 G\$ CA.
- Le remboursement, en avril 2015, des 700 M\$ de billets, à 5,90 %, échéant le 1^{er} décembre 2017 ainsi que des 750 M\$ CA de billets à moyen terme, à 5,80 %, échéant le 18 janvier 2018 de la Société au moyen du produit net du placement d'actions et des fonds en caisse.
- La conclusion, le 15 janvier 2015, de la vente à Ember Resources Inc. de la participation directe que la Société détenait dans certains biens situés dans le centre et le sud de l'Alberta, ce qui lui a valu un produit d'environ 557 M\$ CA, après les ajustements de clôture.
- La conclusion, le 31 mars 2015, de la vente à Veresen Midstream Limited Partnership (« VMLP ») de certains actifs de collecte et de compression du gaz naturel situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique, pour une contrepartie en trésorerie nette revenant à Encana d'environ 450 M\$ CA, après les ajustements de clôture.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015					2014					2013
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie ¹⁾ par action – dilués	1 430 \$ 1,74	383 \$ 0,45	371 \$ 0,44	181 \$ 0,22	495 \$ 0,65	2 934 \$ 3,96	377 \$ 0,51	807 \$ 1,09	656 \$ 0,89	1 094 \$ 1,48	2 581 \$ 3,50
Résultat d'exploitation ^{1), 2)} par action – dilué	(61) (0,07)	111 0,13	(24) (0,03)	(167) (0,20)	19 0,03	1 002 1,35	35 0,05	281 0,38	171 0,23	515 0,70	802 1,09
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires par action – de base et dilué	(5 165) (6,28)	(612) (0,72)	(1 236) (1,47)	(1 610) (1,91)	(1 707) (2,25)	3 392 4,58	198 0,27	2 807 3,79	271 0,37	116 0,16	236 0,32
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	4 422	1 031	1 312	830	1 249	8 019	2 254	2 285	1 588	1 892	5 858
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s avant impôt	901	287	213	161	240	(91)	124	28	(102)	(141)	544
Profits (pertes) de couverture latent(e)s avant impôt	(331)	(90)	173	(278)	(136)	444	489	231	9	(285)	(345)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont	2 264	552	531	479	702	3 918	821	982	800	1 315	3 192
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, déduction faite des profits et pertes de couverture réalisés ¹⁾	1 344	261	314	315	454	3 999	694	952	898	1 455	2 652
Dépenses d'investissement	2 232	280	473	743	736	2 526	857	598	560	511	2 712
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net ³⁾	(1 838)	(761)	(99)	(140)	(838)	(1 329)	50	(2 007)	652	(24)	(521)
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	(802)	103	(102)	(562)	(241)	408	(480)	209	96	583	(131)
Pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier après impôt	(4 130)	(514)	(1 066)	(1 328)	(1 222)	-	-	-	-	-	-
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs après impôt	9	-	(2)	1	10	2 523	(11)	2 399	135	-	-
Total de l'actif ⁴⁾	15 644					24 531					17 645
Total de la dette	5 363					7 340					7 124
Trésorerie et équivalents de trésorerie	271					338					2 566
Volumes de production											
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	1 635	1 571	1 547	1 568	1 857	2 350	1 861	2 199	2 541	2 809	2 777
Pétrole et LGN (kb/j)											
Pétrole	87,0	90,6	91,9	86,2	79,2	49,4	68,8	62,1	34,2	32,1	25,8
LGN	46,4	54,4	48,5	41,1	41,5	37,4	37,6	41,9	34,0	35,8	28,1
Total pour le pétrole et les LGN	133,4	145,0	140,4	127,3	120,7	86,8	106,4	104,0	68,2	67,9	53,9
Total de la production (kbp/j)	405,9	406,8	398,3	388,7	430,1	478,5	416,7	470,6	491,8	536,1	516,7
Composition de la production (%)											
Gaz naturel	67	64	65	67	72	82	74	78	86	87	90
Pétrole et LGN	33	36	35	33	28	18	26	22	14	13	10

1) Mesure non conforme aux PCGR qui est définie à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

- 2) Aux fins de la mise en œuvre continue de la stratégie d'Encana, des changements à sa structure organisationnelle ont été établis de façon formelle au deuxième trimestre de 2015 et ont donné lieu à la révision du résultat d'exploitation du premier trimestre de 2015 de façon à exclure les charges de restructuration engagées au cours de ces trois mois.
- 3) Compte non tenu de l'incidence de la sortie de PrairieSky Royalty Ltd. et de l'acquisition d'Athlon Energy Inc. en 2014, tel qu'il est précisé à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.
- 4) Les chiffres de 2014 et de 2013 ont été retraités par suite de l'adoption anticipée de l'Accounting Standard Update 2015-17, *Balance Sheet Classification of Deferred Taxes*, comme l'explique la rubrique « Méthodes et estimations comptables » du présent rapport de gestion.

Facteurs ayant influé sur le résultat net trimestriel

Le résultat net trimestriel d'Encana peut être fortement influencé par les fluctuations des prix des marchandises, par les profits et pertes de couverture réalisés et latents, par les volumes de production, par les taux de change, par les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier ainsi que par les profits et pertes sur les sorties d'actifs, éléments qui sont indiqués dans les tableaux intitulés « Résultats financiers » et « Prix et taux de change » qui figurent dans le présent rapport de gestion. Tel qu'il est fait mention à la rubrique « Estimations comptables cruciales » présentée plus loin, la charge d'impôt sur le résultat intermédiaire qui est calculée au moyen du taux d'impôt effectif annuel estimé influe également sur le résultat net trimestriel de la Société, de même que les transactions d'acquisition et de sortie d'actifs, qui sont décrites à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

Tests de plafonnement du coût entier

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 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 et calculés à l'aide des prix moyens des 12 derniers mois et actualisés à un taux de 10 %, tel que l'exige la Securities and Exchange Commission (« SEC »).

En 2015, la Société a, par suite de tests de plafonnement du coût entier, imputé au secteur Activités aux États-Unis des pertes de valeur après impôt et hors trésorerie de 4 130 M\$, ces pertes ayant résulté essentiellement du recul de la moyenne des prix des marchandises des 12 derniers mois. D'autres réductions des prix moyens des 12 derniers mois pourraient faire diminuer les volumes et la valeur des réserves prouvées et exiger la constatation, dans l'avenir, de pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier.

Les pertes de valeur futures qui pourraient découler des tests de plafonnement 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 et aux coûts des biens non prouvés. Le produit tiré des sorties d'actifs pétroliers et gaziers 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 qu'auraient eu certaines variations des prix sur les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. En fonction de la moyenne des prix le premier jour de chaque mois pendant les neuf derniers mois de 2015 et des prix des contrats à terme sur marchandises du premier trimestre de 2016, les prix moyens sur 12 mois pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 auraient été de 47,28 \$ le baril pour le WTI, de 58,61 \$ CA le baril pour le pétrole léger non sulfuré d'Edmonton, de 2,47 \$ le MBtu pour le gaz naturel au Henry Hub et de 2,59 \$ CA le MBtu pour le gaz naturel à l'AECO, toutes les autres variables et hypothèses étant égales par ailleurs. Selon ces prix estimatifs, des pertes de valeur supplémentaires de 174 M\$ pour les activités aux États-Unis et de 2 M\$ pour les activités au Canada auraient dû être constatées pour cet exercice par suite des tests de plafonnement. Le total des pertes de valeur supplémentaires estimatives ainsi calculées résulte en partie de la réduction de 11 % des réserves prouvées non mises en valeur que renferment certaines zones et dont l'exploitation ne serait plus économique à ces nouveaux prix. Cette estimation isole de manière stricte l'incidence éventuelle des prix des marchandises sur les volumes et la valeur des réserves prouvées de la Société. Étant donné les incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves prouvées, les pertes de valeur supplémentaires décrites aux présentes et leurs conséquences ne sont pas

nécessairement décisives en ce qui concerne les plans de mise en valeur future 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. 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.

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2015 et de 2014

Les flux de trésorerie se sont établis à 383 M\$, ayant augmenté de 6 M\$ dans le trimestre clos le 31 décembre 2015. Voici les principaux éléments qui ont influé sur les flux de trésorerie :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 2,13 \$ le kpi³, contre 3,94 \$ le kpi³ dans la même période de 2014, ce qui témoigne de la baisse des prix de référence. Le recul des prix touchés pour le gaz naturel a fait diminuer de 263 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 31,43 \$ le baril, contre 57,35 \$ le baril un an plus tôt, ce qui rend compte de la contraction des prix de référence. La dégradation des prix touchés pour les liquides a retranché 330 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 290 Mpi³/j pour se situer à 1 571 Mpi³/j, contre 1 861 Mpi³/j au trimestre correspondant de 2014, ce qui a découlé essentiellement des baisses normales de rendement à Haynesville et à Piceance et de la réduction de la production provenant de Deep Panuke, facteurs en partie neutralisés par les résultats positifs des travaux de forage réalisés à Montney et à Duvernay. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 107 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 38,6 kb/j pour atteindre 145,0 kb/j, comparativement à 106,4 kb/j au même trimestre de 2014, ce qui s'explique essentiellement par les acquisitions et par les bons résultats des programmes de forage menés dans des zones riches en liquides. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 191 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 287 M\$, comparativement à 124 M\$ dans le même trimestre de 2014.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 56 M\$ en raison surtout du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, des sorties d'actifs et de la réduction de la production provenant de Deep Panuke, facteurs dont l'effet a été atténué par la hausse des volumes tirés de Montney.
- La charge d'intérêts a diminué de 146 M\$ en raison principalement d'un paiement non récurrent de 125 M\$ associé au remboursement anticipé des billets de premier rang repris dans le cadre de l'acquisition d'Athlon Energy Inc. (« Athlon ») au quatrième trimestre de 2014.
- Les autres charges ont baissé de 38 M\$ et correspondent surtout aux coûts de transaction de 31 M\$ associés à l'acquisition d'Athlon au quatrième trimestre de 2014.
- Une charge d'impôt exigible de 4 M\$ a été constatée, contre 2 M\$ un an plus tôt. Comme le mentionne la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » figurant plus loin, les flux de trésorerie ne tiennent pas compte de l'impôt à payer sur les ventes d'actifs.

Le résultat d'exploitation du quatrième trimestre de 2015 s'est établi à 111 M\$, comparativement à 35 M\$ au trimestre correspondant de 2014, en raison principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». La diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement, la diminution des coûts de la rémunération à long terme faisant suite au recul du cours de l'action d'Encana, des pertes de change plus élevées à la réévaluation d'autres actifs et passifs monétaires et sur des règlements, ainsi que la variation de l'impôt différé ont également influé sur le résultat d'exploitation dégagé au quatrième trimestre de 2015.

Le quatrième trimestre de 2015 s'est soldé par une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 612 M\$, contre un résultat net positif attribuable aux actionnaires ordinaires de 198 M\$ au trimestre correspondant de 2014; cette variation s'explique principalement par la perte de valeur hors trésorerie et après impôt constatée par suite des tests de plafonnement du coût entier et par les facteurs analysés aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat d'exploitation ». Les pertes de couverture latentes après impôt ont également joué sur le résultat net du quatrième trimestre de 2015.

Comparaison de 2015 et de 2014

Les flux de trésorerie se sont établis à 1 430 M\$, ayant fléchi de 1 504 M\$ durant l'exercice clos le 31 décembre 2015, et ont été touchés par les principaux éléments suivants :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 2,69 \$ le kpi³, contre 4,78 \$ le kpi³ en 2014, ce qui témoigne du repli des prix de référence. La diminution des prix touchés pour le gaz naturel a affaibli de 1 198 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, s'est situé à 35,80 \$ le baril, contre 67,24 \$ le baril un an plus tôt, ce qui rend compte de la dégradation des prix de référence. La baisse des prix touchés pour les liquides a réduit de 1 151 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel s'est comprimé de 715 Mpi³/j pour se situer à 1 635 Mpi³/j, contre 2 350 Mpi³/j en 2014. Cette réduction a découlé essentiellement des sorties d'actifs, des baisses normales de rendement à Haynesville et à Piceance et de la diminution de la production provenant de Deep Panuke, ce qui a été atténué par les programmes de forage fructueux qui ont été menés à Montney et à Duvernay. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 1 305 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 46,6 kb/j pour atteindre 133,4 kb/j, comparativement à 86,8 kb/j en 2014, ce qui s'explique essentiellement par les acquisitions et par les bons résultats des programmes de forage réalisés dans des zones riches en liquides, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par les sorties d'actifs. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 766 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 901 M\$, alors que des pertes de 91 M\$ avaient été subies à ce chapitre en 2014.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 244 M\$ en raison principalement des sorties d'actifs, du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et de la baisse de production provenant de Deep Panuke, ce qui a été contrebalancé en partie par l'accroissement des volumes à Montney.
- Une économie d'impôt exigible de 34 M\$ a été constatée pour l'exercice 2015, comparativement à une charge de 243 M\$ pour l'exercice 2014, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Autres résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie excluent l'impôt en trésorerie sur la vente d'actifs, comme il est fait mention à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

En 2015, une perte d'exploitation de 61 M\$ a été constatée, alors qu'un résultat d'exploitation positif de 1 002 M\$ avait été inscrit un an plus tôt, ce qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». L'augmentation des pertes de change sur des règlements, la réévaluation d'autres actifs et passifs monétaires, la diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et les variations de l'impôt différé ont également été à l'origine de la perte d'exploitation enregistrée en 2015.

Une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 5 165 M\$ a été subie en 2015, alors qu'un résultat net positif attribuable aux actionnaires ordinaires de 3 392 M\$ avait été constaté un an plus tôt, et elle a résulté surtout des pertes de valeur après impôt et hors trésorerie découlant de tests de plafonnement du coût entier, de la baisse des profits sur les sorties d'actifs après impôt et des éléments analysés aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat d'exploitation ». Les pertes de couverture latentes après impôt, la hausse de la perte de change hors exploitation après impôt et les variations de l'impôt différé ont également influé sur la perte nette de 2015.

Comparaison de 2014 et de 2013

Les flux de trésorerie se sont établis à 2 934 M\$, ayant augmenté de 353 M\$ dans l'exercice clos le 31 décembre 2014. Voici les principaux éléments qui ont influé sur les flux de trésorerie :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 4,78 \$ le kpi³, contre 3,57 \$ le kpi³ en 2013, ce qui témoigne de la montée des prix de référence et tient compte de l'incidence de l'augmentation des prix obtenus pour la production de Deep Panuke. La progression des prix touchés pour le gaz naturel a accru de 1 067 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 67,24 \$ le baril, contre 67,30 \$ le baril en 2013, ce qui reflète le repli des prix du WTI. La contraction des prix touchés pour les liquides a retranché 23 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 427 Mpi³/j pour se situer à 2 350 Mpi³/j, contre 2 777 Mpi³/j en 2013, ce qui a découlé essentiellement des sorties d'actifs, la Société ayant cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits, et des baisses normales de rendement. Ces facteurs ont été atténués par la production de Deep Panuke. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 602 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 32,9 kb/j pour atteindre 86,8 kb/j, comparativement à 53,9 kb/j en 2013, ce qui s'explique essentiellement par les acquisitions et par les bons résultats des programmes de forage menés dans des zones riches en liquides, ce qui a été contrebalancé en partie par les sorties d'actifs et par la vente de la participation de la Société dans PrairieSky Royalty Ltd. (« PrairieSky »). La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 829 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les pertes de couverture réalisées avant impôt se sont établies à 91 M\$, alors que des profits de 544 M\$ ont été constatés en 2013.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 162 M\$ en raison principalement de la réduction des salaires et avantages qu'ont permise les compressions de la main-d'œuvre réalisées dans le cadre de la restructuration de 2013, des sorties d'actifs et du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, ce qui a été atténué par les acquisitions. Le recul des charges d'exploitation reflète également la diminution des coûts de la rémunération à long terme hors trésorerie par suite de la contraction du cours des actions d'Encana.
- Les charges administratives ont fléchi de 112 M\$ grâce surtout à un recul de 52 M\$ des charges de restructuration et à la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. La baisse des charges administratives reflète également la diminution des coûts de la rémunération à long terme hors trésorerie par suite du repli du cours des actions d'Encana.
- La charge d'intérêts a augmenté de 91 M\$ à cause principalement d'un paiement non récurrent associé au remboursement des billets de premier rang repris dans le cadre de l'acquisition d'Athlon.
- Les autres charges se sont accrues de 70 M\$ en raison surtout des coûts de transaction, d'un montant de 40 M\$, associés aux acquisitions d'Athlon et d'Eagle Ford. Leur accroissement reflète également des charges de remise en état hors trésorerie associées à des biens non productifs.
- Une charge d'impôt exigible de 243 M\$ a été constatée, alors qu'une économie de 191 M\$ l'a été en 2013, tel qu'il est précisé à la rubrique « Autres résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion. Comme le mentionne la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » figurant plus loin, les flux de trésorerie ne tiennent pas compte de l'impôt à payer sur les ventes d'actifs.

Le résultat d'exploitation s'est établi à 1 002 M\$, s'étant renforcé de 200 M\$ en raison principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». Le montant plus élevé du profit de change à la réévaluation d'autres actifs monétaires et l'accroissement de la dotation aux amortissements et à l'épuisement ont également influé sur le résultat d'exploitation de 2014. Tel qu'il est indiqué à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion, le résultat d'exploitation ne tient pas compte des charges de restructuration.

Le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires, soit 3 392 M\$, a bondi de 3 156 M\$ grâce principalement aux profits sur les sorties d'actifs ainsi qu'aux éléments analysés aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat d'exploitation ». Le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires de 2014 a également été touché par les profits de couverture latents après impôt, une perte de change hors exploitation après impôt plus élevée et la variation de l'impôt différé.

Prix et taux de change

(moyenne de la période)	2015					2014					2013
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Prix obtenus par Encana											
Compte tenu des couvertures											
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,89 \$	3,43 \$	3,71 \$	3,52 \$	4,78 \$	4,59 \$	4,16 \$	4,03 \$	4,08 \$	5,82 \$	4,09 \$
Pétrole et LGN (\$/b)											
Pétrole	49,68	49,77	49,38	53,08	46,17	86,03	80,38	90,22	89,55	86,34	88,19
LGN	21,66	21,36	19,57	24,28	21,92	48,09	40,87	48,76	49,39	53,79	48,95
Total pour le pétrole et les LGN	39,93	39,11	39,09	43,78	37,83	69,70	66,40	73,50	69,53	69,19	67,75
Total (\$/bep)	28,81	27,19	28,17	28,53	31,24	35,21	35,55	35,06	30,75	39,22	29,05
Compte non tenu des couvertures											
Gaz naturel (\$/kpi ³)	2,69	2,13	2,60	2,37	3,53	4,78	3,94	3,88	4,46	6,37	3,57
Pétrole et LGN (\$/b)											
Pétrole	43,35	37,48	42,40	53,15	40,53	81,71	66,38	90,18	92,93	86,43	87,25
LGN	21,66	21,36	19,57	24,28	21,92	48,09	40,87	48,76	49,39	53,79	48,95
Total pour le pétrole et les LGN	35,80	31,43	34,52	43,83	34,13	67,24	57,35	73,48	71,23	69,23	67,30
Total (\$/bep)	22,61	19,44	22,26	23,90	24,82	35,67	32,25	34,36	32,93	42,12	26,20
Prix de référence du gaz naturel											
NYMEX (\$/MBtu)	2,66	2,27	2,77	2,64	2,98	4,41	4,00	4,06	4,67	4,94	3,65
AECO (\$ CA/kpi ³)	2,77	2,65	2,80	2,67	2,95	4,42	4,01	4,22	4,68	4,76	3,16
Algonquin City Gate (\$/MBtu)	4,74	3,05	2,37	2,24	11,41	8,06	4,99	2,97	4,23	20,28	6,97
Écart de base (\$/MBtu)											
AECO/NYMEX	0,49	0,27	0,61	0,50	0,57	0,39	0,44	0,16	0,40	0,60	0,57
Prix de référence du pétrole											
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	48,80	42,18	46,43	57,94	48,64	93,00	73,15	97,17	102,99	98,68	97,97
Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)	57,21	52,95	56,23	67,71	51,94	94,57	75,69	97,16	105,61	99,83	93,11
Taux de change											
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA	0,782	0,749	0,764	0,813	0,806	0,905	0,881	0,918	0,917	0,906	0,971

Les résultats financiers d'Encana sont influencés par les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix et le taux de change entre les dollars américain et canadien. En 2015, le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, rend compte de la baisse des prix de référence par rapport à ceux de 2014. Les activités de couverture ont accru de 1,20 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu par la Société pour le gaz naturel en 2015. Le prix moyen que la Société a touché pour la production de gaz naturel de Deep Panuke a été de 8,19 \$ le kpi³ en 2015, ce qui a accru de 0,22 \$ le kpi³ le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel durant cet exercice. En 2015, les prix moyens qu'Encana a touchés pour son pétrole et ses LGN, compte non tenu des couvertures, rendent compte de la baisse des prix de référence par rapport à ceux de 2014. Les activités de couverture ont augmenté de 6,33 \$ le baril le prix moyen obtenu par la Société pour le pétrole en 2015.

En 2014, le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, traduit la progression des prix de référence par rapport à ceux de 2013. Les activités de couverture ont réduit de 0,19 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu pour le gaz naturel en 2014. Le prix moyen que la Société a touché pour la production de gaz naturel de Deep Panuke a été de 8,34 \$ le kpi³ en 2014, ce qui a accru de 0,31 \$ le kpi³ le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel dans cet exercice. Les prix moyens qu'Encana a touchés pour son pétrole et ses LGN en 2014, compte non tenu des couvertures, reflètent le repli généralisé des prix de référence par rapport à 2013. Les activités de couverture ont ajouté 4,32 \$ le baril au prix moyen obtenu pour le pétrole en 2014.

Contrats de couverture financière

Afin de gérer la volatilité des prix des marchandises et son incidence sur ses flux de trésorerie, Encana conclut divers contrats de couverture financière. Les contrats financiers dérivés non réglés sont comptabilisés à leur juste valeur à la date des états financiers. Les variations de la juste valeur sont attribuables à la volatilité des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés d'une période à l'autre. Les variations de la juste valeur sont constatées dans les produits des activités ordinaires à titre de profits ou pertes de couverture latents. Les profits ou pertes de couverture réalisés sont constatés dans les produits des activités ordinaires au règlement des contrats financiers dérivés.

En 2015, Encana a conclu des options tripartites à la NYMEX et sur le WTI et des tunnels à prime zéro à la NYMEX. Les options tripartites se composent d'une option d'achat vendue, d'une option de vente achetée et d'une option de vente vendue. 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 les deux options de vente qu'ils comportent lui assurent une certaine protection advenant un recul des prix. Les tunnels à prime zéro à la NYMEX, eux, se composent d'une option d'achat vendue et d'une option de vente achetée. Ces contrats permettent à Encana de profiter de toute appréciation des prix des marchandises jusqu'à concurrence du plafond stipulé dans l'option d'achat, tandis que l'option de vente lui assure une protection advenant un recul des prix plus prononcé que le plancher stipulé.

En 2016, Encana a conclu des contrats de couverture supplémentaires. Les tableaux qui suivent résument les contrats de couverture visant la production future attendue d'Encana en vigueur au 31 décembre 2015 et la production attendue de mars à décembre 2016 en vigueur au 19 février 2016.

Gaz naturel

	Au 19 février 2016			Au 31 décembre 2015		
	Échéance	Volumes notionnels (Mpi ³ /j)	Prix moyen (\$/kpi ³)	Échéance	Volumes notionnels (Mpi ³ /j)	Prix moyen (\$/kpi ³)
Contrats à prix fixe à la NYMEX	2016	740	2,76	2016	370	2,82
Swaptions à prix fixe sur le NYMEX ¹⁾	2017	345	2,70	-	-	-
Options tripartites à la NYMEX	2017	255		2016	25	
Prix de l'option d'achat vendue			3,07			3,43
Prix de l'option de vente achetée			2,75			3,21
Prix de l'option de vente vendue			2,26			2,72
Tunnels à prime zéro à la NYMEX	2016	335		2016	335	
Prix de l'option d'achat vendue			2,46			2,46
Prix de l'option de vente achetée			2,22			2,22

1) Les swaptions à prix fixe sur le NYMEX donnent aux contreparties l'option de proroger aux mêmes prix et jusqu'au 31 décembre 2017 les swaps à prix fixe échéant en 2016.

Pétrole brut

	Au 19 février 2016			Au 31 décembre 2015		
	Échéance	Volumes notionnels (kb/j)	Prix moyen (\$/b)	Échéance	Volumes notionnels (kb/j)	Prix moyen (\$/b)
Contrats à prix fixe sur le WTI	2016	54,1	56,33	2016	49,0	58,51
Options tripartites sur le WTI	2016	14,6		2016	18,3	
Prix de l'option d'achat vendue			63,01			63,03
Prix de l'option de vente achetée			55,00			55,00
Prix de l'option de vente vendue			47,14			47,24

Le programme de couverture de la Société contribue au maintien de ses flux de trésorerie et de son revenu d'exploitation net dans les périodes où les prix sont faibles. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Gestion des risques – Risques financiers » du présent rapport de gestion.

Change

Tel qu'il a été indiqué dans le tableau sur les prix et les taux de change, le taux de change moyen entre les dollars américain et canadien a fléchi de 0,123 en 2015 par rapport à 2014, et de 0,066 en 2014 par rapport à 2013. Le tableau ci-dessous indique certaines répercussions qu'ont eues, sur les résultats financiers d'Encana, les variations des taux de change d'un exercice à l'autre.

	2015		2014		2013	
	M\$	\$/bep	M\$	\$/bep	M\$	\$/bep
Augmentation (diminution) des éléments suivants :						
Dépenses d'investissement	(168) \$		(100) \$		(45) \$	
Charges de transport et de traitement ¹⁾	(111)	(0,75) \$	(51)	(0,29) \$	(17)	(0,09) \$
Charges d'exploitation ¹⁾	(36)	(0,24)	(12)	(0,07)	(10)	(0,05)
Charges administratives	(24)	(0,16)	(23)	(0,13)	(12)	(0,06)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	(84)	(0,57)	(41)	(0,23)	(23)	(0,10)

1) Les chiffres de 2014 et de 2013 ont été retraités afin que les impôts fonciers et certaines autres charges imposées soient présentés au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes au lieu de faire partie des charges de transport et de traitement ou des charges d'exploitation.

Sensibilités aux prix

Les prix du gaz naturel et des liquides fluctuent en fonction de l'évolution des forces du marché, ce qui a diverses conséquences sur les résultats financiers d'Encana. Son exposition éventuelle aux fluctuations des prix des marchandises est présentée dans le tableau ci-dessous, lequel indique l'incidence estimée que certaines variations de prix auraient eue sur ses flux de trésorerie et son résultat d'exploitation pour 2015. Les sensibilités aux prix qui sont indiquées ci-dessous sont fondées sur le contexte commercial, les opérations et les volumes de production de 2015. Par conséquent, ces sensibilités pourraient ne pas refléter les résultats financiers d'autres périodes ou ceux qui seraient obtenus dans une conjoncture économique différente ou par suite de variations plus marquées des prix des marchandises.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Variation des prix ¹⁾	Incidence sur	
		Flux de trésorerie	Résultat d'exploitation
Augmentation ou diminution de :			
Prix du gaz naturel à la NYMEX	+/- 0,50 \$/MBtu	25 \$	18 \$
Prix du pétrole WTI	+/- 10,00 \$/b	30	20

1) En supposant que seule une variable change, toutes les autres demeurant constantes, y compris les positions de couverture financière de la Société.

Quantités des réserves

Depuis sa création en 2002, Encana fait appel à des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants et leur demande d'évaluer, une fois l'an, toutes ses réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN et de rédiger des rapports sur celles-ci. La Société a un comité des réserves, formé d'administrateurs indépendants, qui examine les compétences et la nomination des évaluateurs qualifiés indépendants. Ce comité examine en outre les procédures suivies pour la communication des informations aux évaluateurs. Toutes les réserves homologuées sont fondées sur des évaluations annuelles des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Comme l'exigent les normes réglementaires canadiennes, la communication par Encana des données relatives à ses réserves est conforme au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (« Règlement 51-101 »). La communication par Encana des données prévues par le protocole canadien pour 2015 inclut les quantités des réserves prouvées avant et après redevances, compte tenu de prix et coûts prévisionnels, et est comprise dans la notice annuelle d'Encana. Les normes canadiennes exigent que les rapprochements figurant dans la présente section incluent des barils équivalent pétrole. La conversion des volumes de gaz naturel en bep se fait à raison de six kpi³ pour un baril et selon une méthode de conversion générique utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur. Cette méthode ne génère pas une équivalence économique valable à la tête du puits, puisque le prix actuel du pétrole et des LGN est nettement supérieur à celui du gaz naturel.

Des informations supplémentaires sur le pétrole et le gaz, y compris les réserves prouvées après redevances, sont présentées conformément aux exigences d'information des États-Unis décrites à la note 27 annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2015. Comme Encana applique la capitalisation du coût entier selon les PCGR des États-Unis relativement à ses activités liées au pétrole et au gaz, les estimations des réserves selon le protocole américain constituent des données essentielles aux calculs de l'épuisement et des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier de la Société. La communication par Encana des données prévues par le protocole américain pour 2015 est aussi présentée dans la notice annuelle.

Les normes canadiennes exigent l'utilisation de prix prévisionnels aux fins de l'estimation des réserves ainsi que la présentation des volumes avant et après redevances. Les normes américaines exigent l'utilisation des prix moyens des 12 derniers mois aux fins de l'estimation des réserves et la présentation des volumes après redevances. Les quantités des réserves d'Encana selon le protocole canadien et le protocole américain sont présentées dans les rubriques suivantes.

Protocole canadien – Quantités des réserves

Réserves prouvées par pays¹⁾ (Prix et coûts prévisionnels; avant redevances)

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Canada	2 938	3 752	5 031	112,2	97,2	141,1
États-Unis	1 646	2 712	4 887	366,6	357,6	136,2
Total	4 584	6 463	9 918	478,8	454,7	277,3

1) Les chiffres étant arrondis, leur somme ne correspond pas nécessairement au total.

Rapprochement des réserves prouvées¹⁾ (Prix et coûts prévisionnels; avant redevances)

	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2014	3 752	2 712	6 463	97,2	357,6	454,7	1 532,0
Extensions et récupération améliorée	460	154	614	39,9	96,4	136,2	238,5
Révisions techniques	(157)	241	84	(4,3)	31,5	27,2	41,2
Facteurs économiques	(274)	(244)	(518)	(6,8)	(64,4)	(71,2)	(157,5)
Sorties d'actifs	(459)	(923)	(1 382)	(2,0)	(5,7)	(7,7)	(238,1)
Production	(383)	(295)	(677)	(11,8)	(48,7)	(60,5)	(173,4)
31 décembre 2015	2 938	1 646	4 584	112,2	366,6	478,8	1 242,8

1) Les chiffres étant arrondis, leur somme ne correspond pas nécessairement au total.

En 2015, les réserves prouvées de gaz naturel avant redevances d'Encana se sont établies à environ 4,6 Tpi³, ayant fléchi de 1,9 Tpi³ par rapport à celles de 2014, ce qui s'explique essentiellement par des sorties d'actifs représentant environ 1,4 Tpi³, la Société ayant cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits. Des extensions et une récupération améliorée totalisant environ 0,6 Tpi³ ont été en majeure partie annulées par des facteurs économiques défavorables à hauteur de quelque 0,5 Tpi³ faisant suite à une réduction des prix prévisionnels. Les extensions et la récupération améliorée ont permis de remplacer 91 % de la production avant redevances durant l'exercice.

En 2015, les réserves prouvées de pétrole et de LGN avant redevances d'Encana se sont établies à environ 478,8 Mb, ayant augmenté de 24,1 Mb depuis 2014, et ce, en raison surtout des extensions et de la récupération améliorée correspondant à environ 136,2 Mb, ce qui a été annulé en partie par des facteurs économiques négatifs représentant quelque 71,2 Mb et faisant suite à une réduction des prix prévisionnels. Les extensions et la récupération améliorée ont permis de remplacer 225 % de la production avant redevances au cours de l'exercice.

Réserves prouvées par pays¹⁾ (Prix et coûts prévisionnels; après redevances)

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Canada	2 666	3 252	4 550	91,5	76,2	122,2
États-Unis	1 411	2 270	4 026	288,7	280,3	112,7
Total	4 076	5 522	8 576	380,1	356,5	234,9

1) Les chiffres étant arrondis, leur somme ne correspond pas nécessairement au total.

Rapprochement des réserves prouvées¹⁾ (Prix et coûts prévisionnels; après redevances)

	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2014	3 252	2 270	5 522	76,2	280,3	356,5	1 276,9
Extensions et découvertes	421	121	542	33,1	74,8	107,9	198,2
Révisions ²⁾	(224)	(4)	(228)	(5,8)	(23,3)	(29,1)	(67,1)
Sorties d'actifs	(430)	(734)	(1 164)	(1,7)	(4,8)	(6,5)	(200,5)
Production	(354)	(241)	(596)	(10,4)	(38,3)	(48,7)	(148,0)
31 décembre 2015	2 666	1 411	4 076	91,5	288,7	380,1	1 059,5

1) Les chiffres étant arrondis, leur somme ne correspond pas nécessairement au total.

2) Tiennent compte de facteurs économiques.

En 2015, les réserves prouvées de gaz naturel après redevances d'Encana se sont établies à environ 4,1 Tpi³, ayant fléchi de 1,4 Tpi³ par rapport à celles de 2014, ce qui s'explique essentiellement par des sorties d'actifs représentant environ 1,2 Tpi³, la Société ayant cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits. Des révisions techniques négatives de quelque 0,2 Tpi³ ont découlé principalement de facteurs économiques défavorables, à hauteur de 0,4 Tpi³, facteurs compensés en partie par des révisions techniques positives ayant compté pour 0,2 Tpi³. Les extensions et les découvertes ont permis de remplacer 91 % de la production après redevances au cours de l'exercice.

En 2015, les réserves prouvées de pétrole et de LGN après redevances d'Encana se sont établies à environ 380,1 Mb, ayant augmenté de 23,6 Mb depuis 2014, et ce, en raison surtout des extensions et des découvertes équivalant à environ 107,9 Mb. Les extensions et les découvertes ont permis de remplacer 222 % de la production après redevances durant l'exercice.

Prix prévisionnels

Les prix de référence ci-dessous ont été utilisés pour établir les réserves.

	Gaz naturel		Pétrole et LGN	
	Henry Hub (\$/MBtu)	AECO (\$ CA/MBtu)	WTI (\$/b)	Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)
Prix présumés pour 2013				
2014	4,25	4,03	97,50	92,76
2015 à 2023	4,50 - 5,97	4,26 - 5,66	97,50 - 104,57	97,37 - 106,93
Par la suite	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an
Prix présumés pour 2014				
2015	3,31	3,31	62,50	64,71
2016 à 2024	3,75 - 5,68	3,77 - 5,71	75,00 - 104,57	80,00 - 112,67
Par la suite	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an
Prix présumés pour 2015				
2016	2,45	2,57	44,67	55,89
2017 à 2030	3,02 - 5,11	3,14 - 5,15	55,20 - 97,40	66,47 - 109,49
Par la suite	+1,8 %/an	+1,8 %/an	+1,8 %/an	+1,8 %/an

Protocole américain – Quantités des réserves

Réserves prouvées par pays¹⁾ (Prix moyens des 12 derniers mois; après redevances)

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Canada	1 952	3 229	3 975	69,2	77,5	110,2
États-Unis	1 112	2 265	3 877	219,7	284,3	110,6
Total	3 064	5 494	7 852	288,8	361,7	220,8

1) Les chiffres étant arrondis, leur somme ne correspond pas nécessairement au total.

Rapprochement des réserves prouvées¹⁾ (Prix moyens des 12 derniers mois; après redevances)

	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2014	3 229	2 265	5 494	77,5	284,3	361,7	1 277,4
Révisions et récupération améliorée	(801)	(342)	(1 144)	(15,8)	(114,7)	(130,5)	(321,1)
Extensions et découvertes	313	159	472	19,8	93,3	113,0	191,7
Vente de réserves en place	(434)	(728)	(1 163)	(1,9)	(4,8)	(6,8)	(200,6)
Production	(354)	(241)	(596)	(10,4)	(38,3)	(48,7)	(148,0)
31 décembre 2015	1 952	1 112	3 064	69,2	219,7	288,8	799,4

1) Les chiffres étant arrondis, leur somme ne correspond pas nécessairement au total.

En 2015, les réserves prouvées de gaz naturel après redevances d'Encana se sont établies à environ 3,1 Tpi³, ayant fléchi de 2,4 Tpi³ par rapport à celles de 2014, ce qui s'explique essentiellement par la vente de réserves en place d'environ 1,2 Tpi³, la Société ayant cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits, et par la baisse du prix moyen du gaz naturel sur 12 mois qui a compté pour environ 1,1 Tpi³. Des extensions et des découvertes de quelque 0,5 Tpi³ ont permis de remplacer 79 % de la production, après redevances, au cours de l'exercice.

En 2015, les réserves prouvées de pétrole et de LGN après redevances d'Encana se sont établies à environ 288,8 Mb, ayant diminué de 72,9 Mb depuis 2014, et ce, en raison surtout des réductions d'environ 112,5 Mb comprises dans les révisions et la récupération améliorée et occasionnées par la baisse des prix moyens sur 12 mois du pétrole et des LGN. Des extensions et des découvertes d'environ 113,0 Mb ont permis de remplacer 232 % de la production, après redevances, au cours de l'exercice.

Prix moyens des 12 derniers mois

Les prix de référence ci-dessous ont été utilisés aux fins de l'établissement des réserves. Les prix moyens des 12 derniers mois correspondent à la moyenne des prix le premier jour de chaque mois de la période de 12 mois concernée.

	Gaz naturel		Pétrole et LGN	
	Henry Hub (\$/MBtu)	AECO (\$ CA/MBtu)	WTI (\$/b)	Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)
Prix des réserves ¹⁾				
2013	3,67	3,14	96,94	93,44
2014	4,34	4,63	94,99	96,40
2015	2,58	2,69	50,28	58,82

1) Tous les prix ont été maintenus constants pour tous les exercices ultérieurs aux fins de l'estimation des réserves.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Activités au Canada	380 \$	1 226 \$	1 365 \$
Activités aux États-Unis	1 847	1 285	1 283
Optimisation des marchés	1	-	3
Activités non sectorielles et autres	4	15	61
Dépenses d'investissement	2 232	2 526	2 712
Acquisitions	70	3 016	184
Sorties d'actifs	(1 908)	(4 345)	(705)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(1 838)	(1 329)	(521)
Dépenses d'investissement, montant net	394 \$	1 197 \$	2 191 \$

Dépenses d'investissement par zone

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Activités au Canada			
Montney ¹⁾	159 \$	781 \$	624 \$
Duvernay	205	328	155
Autres activités en amont			
Wheatland ²⁾	5	48	193
Bighorn	-	22	304
Deep Panuke	4	8	46
Autres et nouvelles zones ¹⁾	7	39	43
Total – activités au Canada	380 \$	1 226 \$	1 365 \$
Activités aux États-Unis			
Eagle Ford	570 \$	274 \$	- \$
Permian	916	117	-
Autres activités en amont			
Bassin DJ	169	277	181
San Juan	58	287	166
Piceance	12	48	266
Haynesville	34	51	220
Jonah	-	25	58
East Texas	-	9	106
Autres et nouvelles zones	88	197	286
Total – activités aux États-Unis	1 847 \$	1 285 \$	1 283 \$
Dépenses d'investissement – actifs essentiels ¹⁾	1 850 \$	1 500 \$	779 \$

1) Les dépenses se rapportant à Montney ont été retraitées et comprennent maintenant certaines dépenses d'investissement auparavant présentées avec l'élément Autres et nouvelles zones.

2) Les dépenses se rapportant à Wheatland étaient auparavant présentées sous le libellé Clearwater.

Les actifs essentiels d'Encana regroupent Montney, Duvernay, Eagle Ford et Permian, conformément à la décision de la Société d'accélérer la croissance de ces projets évolutifs, qui génèrent des rendements supérieurs, dans le contexte actuel des prix. Avant 2015, les actifs de croissance d'Encana comprenaient ces actifs essentiels de même que les biens du bassin DJ, San Juan et le schiste marin Tuscaloosa (le « SMT »), qui est pris en compte dans les résultats de l'élément Autres et nouvelles zones des activités aux États-Unis. Au 31 décembre 2015, les biens du bassin DJ et San Juan sont reclassés dans les autres activités en amont en raison de la stratégie d'investissement actuelle de la Société.

Les dépenses d'investissement associées aux terrains de Clearwater cédés à PrairieSky étaient incluses dans celles de la zone Wheatland d'Encana jusqu'au 25 septembre 2014, date à partir de laquelle Encana a cessé de détenir une participation dans PrairieSky.

2015

Dépenses d'investissement

En 2015, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 2 232 M\$, contre 2 526 M\$ en 2014, ce qui reflète la rigueur avec laquelle Encana les engage et le fait qu'elle les concentre dans ses actifs essentiels. Au cours de l'exercice 2015, les dépenses d'investissement consenties aux actifs essentiels d'Encana se sont chiffrées à 1 850 M\$, ce qui a représenté quelque 83 % du total de ses dépenses d'investissement pour l'exercice.

Sorties d'actifs

En 2015, les sorties d'actifs se sont établies à 959 M\$ pour ce qui est des activités au Canada et à 896 M\$ pour ce qui est de celles aux États-Unis. Ces sorties d'actifs ont essentiellement compris les transactions décrites ci-dessous ainsi que la vente de certains biens qui ne constituaient pas un bon complément au portefeuille d'actifs d'Encana.

Les sorties d'actifs des activités au Canada ont inclus un montant d'environ 557 M\$ CA (467 M\$), après les ajustements de clôture, au titre de la vente de la participation directe de la Société dans certains actifs faisant partie de Wheatland, dans le centre et le sud de l'Alberta, actifs comprenant des terrains d'une superficie d'environ 1,2 million d'acres nettes et sur lesquels se trouvaient plus de 6 800 puits productifs. Encana détient toujours une participation directe dans quelque 0,8 million d'acres nettes à Wheatland. En outre, les sorties d'actifs des activités au Canada ont compris un montant d'environ 450 M\$ CA (355 M\$), après les ajustements de clôture, représentant la contrepartie en trésorerie nette touchée par Encana par suite de la vente, à VMLP, de certains actifs de collecte et de compression du gaz naturel de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Dans le cadre de la vente, VMLP entreprendra, dans l'avenir, l'élargissement des services du secteur intermédiaire et fournira dans Montney des services de collecte et de traitement du gaz naturel à Encana et à Cutbank Ridge Partnership. La note 19 annexe aux états financiers consolidés renferme d'autres informations au sujet de VMLP.

Les résultats des activités aux États-Unis comprennent une somme d'environ 769 M\$, après les ajustements de clôture, se rapportant à la vente à GeoSouthern des actifs de gaz naturel de Haynesville, situés dans le nord de la Louisiane, et comprenant quelque 112 000 acres nettes en tenure à bail ainsi que des biens-fonds de minéraux en propriété inconditionnelle.

2014

Dépenses d'investissement

En 2014, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 2 526 M\$, contre 2 712 M\$ en 2013. Les dépenses d'investissement de la Société reflètent la rigueur avec laquelle elle les engage, le fait qu'elle les concentre sur ses actifs qui sont source de croissance pour elle et la réalisation de programmes de forage avec des coentreprises.

Acquisitions

Les acquisitions réalisées en 2014 se sont situées à 21 M\$ dans le cas des activités au Canada et à 2 995 M\$ dans celui des activités aux États-Unis, et ont été essentiellement des achats de terrains et de biens d'où pourrait éventuellement être tirée une production riche en liquides et en pétrole.

Le montant consacré aux acquisitions par les activités aux États-Unis a été de quelque 2,9 G\$, après les ajustements de clôture, et a servi à l'acquisition de certains biens situés dans la formation de schiste Eagle Ford, dans le sud du Texas. La note 3 annexe aux états financiers consolidés renferme d'autres informations sur l'acquisition d'Eagle Ford.

Sorties d'actifs

Pour 2014, les sorties d'actifs des activités au Canada ont été de 1 847 M\$ et celles des activités aux États-Unis ont totalisé 2 264 M\$, ce qui a essentiellement été sous forme de ventes de terrains et de biens réalisées dans le but d'équilibrer la composition des produits de la Société conformément à sa stratégie commerciale.

Les sorties d'actifs des activités au Canada ont compris un montant d'environ 1,7 G\$, après les ajustements de clôture, en lien avec la vente des actifs que la Société détenait à Bighorn, dans le centre-ouest de l'Alberta. Les sorties d'actifs des activités aux États-Unis ont inclus des montants de quelque 1,6 G\$, après les ajustements de clôture, eu égard à la vente des biens de Jonah, dans le Wyoming, et d'environ 495 M\$, après les ajustements de clôture, relativement à la vente de certains biens d'East Texas.

Les montants touchés par suite des sorties d'actifs de la Société ont été retranchés des comptes de coût entier canadien et américain respectifs, sauf si ces sorties ont modifié fortement le rapport entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts d'un pays. Dans le cas d'une sortie d'actifs qui a donné lieu à un profit ou à une perte et qui portait sur une entreprise, un goodwill y a été attribué. Par conséquent, pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, Encana a constaté, dans le centre de coûts canadien, un profit d'environ 1 014 M\$ avant impôt sur la vente de ses actifs de Bighorn et a attribué à cette transaction un goodwill de 257 M\$. En outre, dans ce même exercice, Encana a inscrit, dans le centre de coûts américain, un profit d'environ 209 M\$ avant impôt sur la vente des biens de Jonah et a attribué à cette transaction un goodwill de 68 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 présentant le montant net des dépenses d'investissement.

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. Dans le cadre de cette acquisition, Encana a repris les 1,15 G\$ de billets de premier rang d'Athlon et a remboursé et résilié sa facilité de crédit existante dont l'encours totalisait 335 M\$. Les activités d'Athlon consistaient essentiellement en acquisitions et en mise en valeur de biens pétroliers et gaziers se trouvant dans le bassin Permian, dans l'ouest du Texas. La note 3 annexe aux états financiers consolidés renferme d'autres informations sur cette acquisition.

Sortie de la participation dans PrairieSky

Au cours du deuxième trimestre de 2014, PrairieSky a 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 a procédé au premier appel public à l'épargne de PrairieSky visant 59,8 millions d'actions ordinaires au prix de 28,00 \$ CA chacune, ce qui a donné lieu à un produit brut totalisant quelque 1,67 G\$ CA. Encana avait conservé 70,2 millions d'actions ordinaires de PrairieSky, ce qui représentait une participation de 54 %. Dans la période où elle détenait cette participation, Encana consolidait la situation financière et les résultats d'exploitation de PrairieSky et avait constaté une participation ne donnant pas le contrôle au titre de la participation détenue par des tiers.

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. Par suite de ce reclassement, Encana ne détient plus de participation dans PrairieSky. Comme la vente de cette participation a grandement modifié 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.

La note 18 annexe aux états financiers consolidés renferme plus d'informations concernant les transactions mettant en jeu PrairieSky.

2013

Dépenses d'investissement

En 2013, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 2 712 M\$ et ont reflété la rigueur avec laquelle la Société les engage et le fait qu'elle les concentre dans des projets qui génèrent des rendements supérieurs et dans des zones d'intérêt dont la mise en valeur a donné de bons résultats et qu'elle réalise des programmes de forage avec des coentrepreneurs.

Acquisitions

En 2013, le montant des acquisitions a été de 28 M\$ pour les activités au Canada et de 156 M\$ pour les activités aux États-Unis. Ces acquisitions ont été essentiellement des achats de terrains et de biens recelant un potentiel de production riche en pétrole et en liquides.

Sorties d'actifs

En 2013, les sorties d'actifs se sont chiffrées à 685 M\$ pour les activités au Canada et à 18 M\$ pour les activités aux États-Unis. Dans le cas des activités au Canada, les sorties d'actifs ont englobé la vente des actifs de gaz naturel de la Société dans la formation Jean Marie, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et d'autres actifs.

Volumes de production

(moyenne quotidienne, après redevances)	2015	2014	2013
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	1 635	2 350	2 777
Pétrole (kb/j)	87,0	49,4	25,8
LGN (kb/j)	46,4	37,4	28,1
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j)	133,4	86,8	53,9
Total de la production (kbep/j)	405,9	478,5	516,7
Composition de la production (%)			
Gaz naturel	67	82	90
Pétrole et LGN	33	18	10

Volumes de production par zone

(moyenne quotidienne, après redevances)	Gaz naturel (Mpi ³ /j)			Pétrole et LGN (kb/j)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Activités au Canada						
Montney ¹⁾	723	639	639	22,5	18,9	10,5
Duvernay	27	11	4	4,8	2,1	0,7
Autres activités en amont						
Wheatland ²⁾	86	292	335	0,9	8,6	9,9
Bighorn	1	158	255	-	7,5	8,9
Deep Panuke	63	190	41	-	-	-
Autres et nouvelles zones ¹⁾	71	88	158	0,2	0,1	0,4
Total – activités au Canada	971	1 378	1 432	28,4	37,2	30,4
Activités aux États-Unis						
Eagle Ford	44	19	-	42,8	19,8	-
Permian	44	5	-	32,8	3,5	-
Autres activités en amont						
Bassin DJ	55	43	39	14,9	11,6	8,4
San Juan	13	8	3	6,2	3,9	1,4
Piceance	320	402	455	3,5	5,0	5,1
Haynesville	173	311	348	-	-	-
Jonah	-	100	323	-	1,8	4,7
East Texas	-	57	136	-	0,5	1,0
Autres et nouvelles zones	15	27	41	4,8	3,5	2,9
Total – activités aux États-Unis	664	972	1 345	105,0	49,6	23,5
Total des volumes de production	1 635	2 350	2 777	133,4	86,8	53,9
Total des volumes de production – actifs essentiels ¹⁾	838	674	643	102,9	44,3	11,2

1) Les volumes de production se rapportant à Montney ont été retraités et comprennent maintenant certains volumes auparavant présentés avec l'élément Autres et nouvelles zones.

2) Les volumes de production se rapportant à Wheatland étaient auparavant présentés sous le libellé Clearwater.

Les actifs essentiels d'Encana regroupent Montney, Duvernay, Eagle Ford et Permian, conformément à la décision de la Société d'accélérer la croissance de ces projets évolutifs, qui génèrent des rendements supérieurs, dans le contexte actuel des prix. Avant 2015, les actifs de croissance d'Encana comprenaient ces actifs essentiels de même que les biens du bassin DJ, San Juan et le SMT, qui est pris en compte dans les résultats de l'élément Autres et nouvelles zones des activités aux États-Unis. Au 31 décembre 2015, les biens du bassin DJ et San Juan sont reclassés dans les autres activités en amont en raison de la stratégie d'investissement actuelle de la Société.

Les volumes de production associés aux terrains de Clearwater cédés à PrairieSky étaient inclus dans ceux de la zone Wheatland d'Encana jusqu'au 25 septembre 2014, date à partir de laquelle Encana a cessé de détenir une participation dans PrairieSky.

Comparaison de 2015 et de 2014

Volumes de production de gaz naturel

En 2015, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 1 635 Mpi³/j, ayant fléchi de 715 Mpi³/j par rapport à celui de 2014. Les volumes des activités au Canada ont diminué en raison surtout de la vente de certains actifs faisant partie de Wheatland en janvier 2015, de la vente de ceux de Bighorn au troisième trimestre de 2014, d'un arrêt provisoire de la production à Deep Panuke par suite de la mise en œuvre d'une stratégie opérationnelle saisonnière en 2015 et de l'accroissement du taux de production d'eau, facteurs qui ont été atténués par des programmes de forage fructueux à Montney et à Duvernay. Les volumes des activités aux États-Unis ont fléchi quant à eux essentiellement à cause des baisses normales de rendement à Haynesville et à Piceance ainsi que de la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014.

Volumes de production de pétrole et de LGN

En 2015, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 133,4 kb/j, en hausse de 46,6 kb/j par rapport à celui réalisé en 2014. Les volumes des activités aux États-Unis se sont accrus en raison surtout de l'acquisition d'Eagle Ford et des actifs de Permian au deuxième et au quatrième trimestre de 2014, respectivement, ainsi que des bons résultats des programmes de forage qui ont été réalisés principalement dans ces deux zones. Si les volumes des activités au Canada se sont repliés, c'est en raison surtout de la vente des actifs de Bighorn et de la participation de la Société dans PrairieSky au troisième trimestre de 2014, ce qui a été compensé en partie par les bons résultats des programmes de forage réalisés à Montney et à Duvernay.

Comparaison de 2014 et de 2013

Volumes de production de gaz naturel

En 2014, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 2 350 Mpi³/j, ayant fléchi de 427 Mpi³/j par rapport à celui de 2013. Les volumes des activités au Canada ont diminué en 2014 en raison principalement de la vente des actifs de Bighorn et des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie ainsi que des baisses normales de rendement, ce qui a été atténué par la hausse des volumes de production provenant de Deep Panuke ainsi que par le programme de forage fructueux qui a été mené à Montney. Quant aux volumes des activités aux États-Unis, ils ont fléchi en 2014 essentiellement à cause de la vente des biens de Jonah et d'East Texas et des baisses normales de rendement à Piceance et à Haynesville.

Volumes de production de pétrole et de LGN

En 2014, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 86,8 kb/j, en hausse de 32,9 kb/j par rapport à celui de 2013. Les volumes des activités au Canada ont augmenté en 2014 principalement en raison des bons résultats des campagnes de forage, soit principalement à Montney, ce qui a été atténué par la vente des actifs de Bighorn. Les volumes des activités au Canada ont également été touchés par la vente de la participation de la Société dans PrairieSky, vente qui a été compensée en partie par l'élargissement des volumes visés par des redevances à Clearwater et associés aux terrains cédés à PrairieSky. En 2014, les volumes des activités aux États-Unis se sont accrus en raison surtout de l'acquisition d'Eagle Ford et des actifs de Permian ainsi que des programmes de forage fructueux qui ont été réalisés dans le bassin DJ et à San Juan, facteurs atténués par la vente des biens de Jonah.

Résultats d'exploitation

Activités au Canada

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Gaz naturel			Pétrole et LGN			Total ²⁾		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	976 \$	2 468 \$	1 771 \$	333 \$	872 \$	722 \$	1 327 \$	3 366 \$	2 548 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	479	(74)	271	16	18	5	495	(56)	276
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	1 455	2 394	2 042	349	890	727	1 822	3 310	2 824
Charges									
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes	26	53	48	2	11	12	28	64	60
Transport et traitement	605	764	715	49	62	32	654	826	747
Charges d'exploitation	135	240	287	15	27	38	152	274	336
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	689 \$	1 337 \$	992 \$	283 \$	790 \$	645 \$	988 \$	2 146 \$	1 681 \$

Volumes de production

	Gaz naturel (Mpi ³ /j)			Pétrole et LGN (kb/j)			Total (kbep/j)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Volumes de production – après redevances	971	1 378	1 432	28,4	37,2	30,4	190,2	266,9	269,0

Revenu d'exploitation net^{1), 3)}

	Gaz naturel (\$/kpi ³)			Pétrole et LGN (\$/b)			Total (\$/bep)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2,75 \$	4,89 \$	3,35 \$	32,10 \$	64,16 \$	65,06 \$	18,84 \$	34,21 \$	25,13 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	1,35	(0,15)	0,51	1,56	1,36	0,46	7,13	(0,57)	2,78
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	4,10	4,74	3,86	33,66	65,52	65,52	25,97	33,64	27,91
Charges									
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes	0,07	0,11	0,09	0,18	0,85	1,05	0,41	0,66	0,61
Transport et traitement	1,71	1,50	1,36	4,71	4,49	2,88	9,42	8,45	7,52
Charges d'exploitation	0,38	0,48	0,54	1,48	1,98	3,48	2,17	2,73	3,29
Revenu d'exploitation net	1,94 \$	2,65 \$	1,87 \$	27,29 \$	58,20 \$	58,11 \$	13,97 \$	21,80 \$	16,49 \$

1) Chiffres retraités en fonction du reclassement des impôts fonciers et de certaines autres charges imposées expliqué ci-après.

2) Comprend également d'autres produits et charges, dont ceux de traitement pour des tiers, et aucun volume n'y est associé.

3) Mesure non conforme aux PCGR, selon la définition qui en est donnée à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Les chiffres comparatifs de 2014 et de 2013 du tableau ci-dessus ont été retraités afin que les impôts fonciers et certaines autres charges imposées soient présentés au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. Auparavant, ces coûts faisaient partie des charges de transport et de traitement ou des charges d'exploitation. Pour respecter cette nouvelle présentation, les activités au Canada ont reclassé une tranche de 9 M\$ des charges de transport et de traitement et une tranche de 40 M\$ des charges d'exploitation au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes de 2014. De plus, une tranche de 9 M\$ des charges de transport et de traitement et une tranche de 36 M\$ des charges d'exploitation de 2013 des activités au Canada ont été reclassées de la même manière. Le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et celui du revenu d'exploitation net n'ont pas changé par suite de ce reclassement.

Comparaison de 2015 et de 2014

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 988 M\$, ayant baissé de 1 158 M\$, et ont été touchés par les principaux éléments indiqués ci-dessous.

- Le repli des prix du gaz naturel reflète des prix de référence plus faibles, ce qui a réduit de 759 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen que la Société a touché pour la production de gaz naturel provenant de Deep Panuke a été de 8,19 \$ le kpi³, contre 8,34 \$ le kpi³ en 2014, et il a haussé de 0,37 \$ le kpi³ le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son gaz naturel, contre 0,54 \$ le kpi³ un an auparavant. Le recul des prix des liquides rend compte de celui des prix de référence, ce qui a retranché 332 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 971 Mpi³/j, a fléchi de 407 Mpi³/j, et ce facteur a diminué de 733 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 28,4 kb/j, en baisse de 8,8 kb/j, ce qui a fait fléchir de 207 M\$ les produits des activités ordinaires. Les variations des volumes de production sont analysées à la rubrique « Volumes de production » du présent rapport de gestion.
- Les profits de couverture réalisés se sont établis à 495 M\$, alors que des pertes de 56 M\$ avaient été subies à ce chapitre un an plus tôt.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 172 M\$ en raison surtout de la vente des actifs de Bighorn au troisième trimestre de 2014, du recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de la vente de certains actifs faisant partie de Wheatland en janvier 2015, d'un 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, ce qui a été atténué par l'accroissement des volumes à Montney.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 122 M\$ en raison surtout de la vente de certains actifs faisant partie de Wheatland en janvier 2015, du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de la vente des actifs de Bighorn au troisième trimestre de 2014 et de la baisse des coûts de la rémunération à long terme par suite de la contraction du cours des actions d'Encana.

Comparaison de 2014 et de 2013

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 2 146 M\$, ayant augmenté de 465 M\$ grâce surtout aux principaux éléments indiqués ci-dessous.

- La montée des prix du gaz naturel reflète des prix de référence plus élevés. Le prix moyen que la Société a touché pour sa production de gaz naturel de Deep Panuke a été de 8,34 \$ le kpi³, ce qui a accru de 0,54 \$ le kpi³ le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel. La majoration des prix touchés pour la production de gaz naturel, dont celle de Deep Panuke, a accru de 780 M\$ les produits des activités ordinaires. Le fléchissement des prix des liquides a retranché 13 M\$ de ces produits.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, soit 1 378 Mpi³/j, s'est comprimé de 54 Mpi³/j, ce qui a affaibli de 83 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 37,2 kb/j, en hausse de 6,8 kb/j, ce qui a permis d'accroître de 163 M\$ les produits des activités ordinaires. Les variations des volumes de production sont analysées à la rubrique « Volumes de production » du présent rapport de gestion.
- Les pertes de couverture réalisées se sont établies à 56 M\$, comparativement à des profits de 276 M\$ en 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont augmenté de 79 M\$ à cause essentiellement des coûts associés à la production de Deep Panuke et de l'accroissement des volumes de liquides qui ont été traités, ce qui a été atténué par le recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et par la vente des actifs de Bighorn. L'exploitation commerciale des installations de production de gaz naturel extracôtières Deep Panuke a débuté en décembre 2013.

- Les charges d'exploitation ont fléchi de 62 M\$ en raison surtout de la réduction des salaires et avantages qu'ont permise les compressions de la main-d'œuvre réalisées dans le cadre de la restructuration de 2013, du recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de la vente des actifs de Bighorn, de la vente des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie au deuxième trimestre de 2013 et de la baisse des coûts de la rémunération à long terme par suite de la contraction du cours des actions d'Encana.

Autres charges

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014	2013
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	305 \$	625 \$	601 \$
Taux d'épuisement (\$/bep)	4,39	6,40	6,06

En regard de celle de 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a baissé en 2015, et ce, essentiellement à cause du recul des volumes de production, de la réduction du taux d'épuisement et du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Le taux d'épuisement a varié sous l'effet de la vente des actifs de Bighorn et de la participation de la Société dans PrairieSky au troisième trimestre de 2014 et de la dépréciation du dollar canadien vis-à-vis du billet vert.

La dotation aux amortissements et à l'épuisement de 2014 a été plus élevée que celle de 2013 en raison principalement de la hausse du taux d'épuisement, ce qui a été contrebalancé en partie par le recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Le taux d'épuisement a été touché par la vente des actifs de Bighorn et par celle de la participation de la Société dans PrairieSky, par le recul des réserves prouvées en raison des modifications apportées aux plans de mise en valeur d'Encana, celle-ci ayant cherché à mieux équilibrer la composition de son portefeuille de produits, et par le repli du taux de change entre les dollars américain et canadien.

Activités aux États-Unis

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Gaz naturel			Pétrole et LGN			Total ²⁾		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	629 \$	1 640 \$	1 872 \$	1 412 \$	1 258 \$	602 \$	2 066 \$	2 927 \$	2 499 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	239	(85)	260	185	60	4	425	(25)	264
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	868	1 555	2 132	1 597	1 318	606	2 491	2 902	2 763
Charges									
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes	27	57	72	89	89	41	116	146	113
Transport et traitement	566	651	722	14	7	-	580	658	722
Charges d'exploitation	158	222	344	357	100	60	519	326	417
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	117 \$	625 \$	994 \$	1 137 \$	1 122 \$	505 \$	1 276 \$	1 772 \$	1 511 \$

Volumes de production

	Gaz naturel (Mpi ³ /j)			Pétrole et LGN (kb/j)			Total (kbep/j)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Volumes de production – après redevances	664	972	1 345	105,0	49,6	23,5	215,7	211,6	247,7

Revenu d'exploitation net^{1), 3)}

	Gaz naturel (\$/kpi ³)			Pétrole et LGN (\$/b)			Total (\$/bep)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2,60 \$	4,62 \$	3,81 \$	36,80 \$	69,54 \$	70,18 \$	25,93 \$	37,53 \$	27,37 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	0,99	(0,24)	0,53	4,83	3,29	0,44	5,39	(0,33)	2,93
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3,59	4,38	4,34	41,63	72,83	70,62	31,32	37,20	30,30
Charges									
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes	0,11	0,16	0,15	2,30	4,93	4,71	1,47	1,89	1,25
Transport et traitement	2,34	1,82	1,47	0,35	0,39	-	7,37	8,51	7,98
Charges d'exploitation	0,65	0,63	0,70	9,33	5,53	7,10	6,55	4,18	4,48
Revenu d'exploitation net	0,49 \$	1,77 \$	2,02 \$	29,65 \$	61,98 \$	58,81 \$	15,93 \$	22,62 \$	16,59 \$

1) Chiffres retraités en fonction du reclassement des impôts fonciers et de certaines autres charges imposées expliqué ci-après.

2) Comprend également d'autres produits et charges, dont ceux de traitement pour des tiers, et aucun volume n'y est associé.

3) Mesure non conforme aux PCGR, selon la définition qui en est donnée à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Les chiffres comparatifs de 2014 et de 2013 du tableau ci-dessus ont été retraités afin que les impôts fonciers et certaines autres charges imposées soient présentés au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. Auparavant, ces coûts faisaient partie des charges de transport et de traitement ou des charges d'exploitation. Pour respecter cette nouvelle présentation, les activités aux États-Unis ont reclassé une tranche de 28 M\$ des charges d'exploitation au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes de 2014. De plus, une tranche de 6 M\$ des charges d'exploitation de 2013 des activités aux États-Unis a été reclassée de la même manière. Le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et celui du revenu d'exploitation net n'ont pas changé par suite de ce reclassement.

Comparaison de 2015 et de 2014

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 276 M\$, ayant baissé de 496 M\$, et ont été touchés par les principaux éléments indiqués ci-dessous.

- Le repli des prix du gaz naturel reflète des prix de référence plus faibles, ce qui a réduit de 439 M\$ les produits des activités ordinaires. Le recul des prix des liquides témoigne de celui des prix de référence, ce qui a retranché 819 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 664 Mpi³/j, a fléchi de 308 Mpi³/j, facteur qui a affaibli de 572 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 105,0 kb/j, en hausse de 55,4 kb/j, ce qui a renforcé de 973 M\$ les produits des activités ordinaires. Les variations des volumes de production sont analysées à la rubrique « Volumes de production » du présent rapport de gestion.
- Les profits de couverture réalisés se sont établis à 425 M\$, alors que des pertes de 25 M\$ avaient été constatées un an plus tôt.
- Les charges de transport et de traitement ont baissé de 78 M\$ en raison surtout des sorties d'actifs, ce qui a inclus les ventes des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014, facteur qui a été atténué par les acquisitions d'Eagle Ford et des actifs de Permian aux deuxième et quatrième trimestres de 2014, respectivement.
- Les charges d'exploitation se sont accrues de 193 M\$ en raison surtout des acquisitions d'Eagle Ford et des actifs de Permian aux deuxième et quatrième trimestres de 2014, respectivement, ainsi que des programmes de forage fructueux qui ont été réalisés dans ces zones en 2015, facteurs qui ont été neutralisés en partie par la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014.

Comparaison de 2014 et de 2013

En 2014, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 772 M\$, ayant augmenté de 261 M\$ grâce surtout aux principaux éléments indiqués ci-dessous.

- La montée des prix du gaz naturel reflète la majoration des prix de référence, ce qui a ajouté 287 M\$ aux produits des activités ordinaires. Le repli des prix des liquides a réduit de 10 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, soit 972 Mpi³/j, s'est comprimé de 373 Mpi³/j, ce qui a réduit de 519 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 49,6 kb/j, en hausse de 26,1 kb/j, ce qui a permis d'accroître de 666 M\$ les produits des activités ordinaires. Les variations des volumes de production sont analysées à la rubrique « Volumes de production » du présent rapport de gestion.
- Des pertes de couverture réalisées de 25 M\$ ont été subies, alors que des profits de 264 M\$ avaient été constatés en 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont fléchi de 64 M\$ en raison surtout de la vente des biens de Jonah et d'East Texas.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 91 M\$ en raison surtout de la réduction des salaires et avantages qu'ont permise les compressions de la main-d'œuvre réalisées dans le cadre de la restructuration de 2013, de la vente des biens de Jonah et de la baisse des coûts de la rémunération à long terme par suite de la contraction du cours des actions d'Encana. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'acquisition d'Eagle Ford et des actifs de Permian.

Autres charges

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014	2013
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	1 088 \$	992 \$	818 \$
Taux d'épuisement (\$/bep)	13,66	12,85	9,05
Pertes de valeur	6 473	-	-

En regard de celle de 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a augmenté en 2015, et ce, essentiellement en raison de la hausse du taux d'épuisement et de la hausse des volumes de production. Le taux d'épuisement a monté en raison surtout de l'acquisition d'Eagle Ford et des actifs de Permian au cours des deuxième et quatrième trimestres de 2014, respectivement, ce qui a été contrebalancé en partie par les répercussions des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui ont été constatées au cours des neuf premiers mois de 2015 ainsi que par 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 dotation aux amortissements et à l'épuisement de 2014 a été plus élevée que celle de 2013 à cause de la hausse du taux d'épuisement, ce qui a été contrebalancé en partie par le recul des volumes de production. L'augmentation du taux d'épuisement en 2014 est essentiellement imputable à l'acquisition d'Eagle Ford et des actifs de Permian, à la vente des biens de Jonah et au recul des réserves prouvées en raison des modifications apportées aux plans de mise en valeur d'Encana, celle-ci ayant cherché à mieux équilibrer la composition de son portefeuille de produits.

En 2015, les activités aux États-Unis ont inscrit des pertes de valeur avant impôt et hors trésorerie de 6 473 M\$ découlant de tests de plafonnement du coût entier. Ces pertes de valeur ont résulté surtout du fléchissement des prix moyens des 12 derniers mois, ce qui a réduit les volumes et la valeur des réserves prouvées de ces activités, tels qu'ils ont été calculés conformément aux exigences de la SEC.

Optimisation des marchés

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Produits des activités ordinaires	365 \$	1 248 \$	512 \$
Charges			
Transport et traitement	12	-	-
Charges d'exploitation	33	39	38
Produits achetés	323	1 191	441
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	-	4	12
	(3) \$	14 \$	21 \$

Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés 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. Comparativement à ceux de 2014, les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont diminué en 2015, et ce, en raison surtout du recul des prix des marchandises et de la diminution des volumes de tiers associée aux services de transition en lien avec les sorties d'actifs de la Société. Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont augmenté de 2013 à 2014 en raison surtout de la majoration générale des prix des marchandises et de l'accroissement des achats et des ventes de produits de tiers qui a résulté des services de transition associés aux sorties d'actifs de la Société.

Activités non sectorielles et autres

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Produits des activités ordinaires	(256) \$	559 \$	(241) \$
Charges			
Transport et traitement	6	12	(2)
Charges d'exploitation	19	28	38
Dotations aux amortissements et à l'épuisement	95	124	134
Pertes de valeur	-	-	21
	(376) \$	395 \$	(432) \$

Les produits des activités ordinaires se composent principalement des profits ou pertes de couverture latents qui sont constatés à l'égard de contrats financiers dérivés et qui découlent de la volatilité, d'une période à l'autre, des courbes des prix à terme des marchandises et des variations du solde des contrats non réglés. Les charges de transport et de traitement tiennent compte des profits ou pertes de couverture latents associés aux contrats financiers dérivés sur l'électricité qu'a conclus la Société. La dotation aux amortissements et à l'épuisement tient compte de l'amortissement d'actifs non sectoriels, tels le matériel informatique, les immeubles de bureaux, le mobilier et les aménagements des locaux loués. Les pertes de valeur ont trait à certains actifs non sectoriels.

Les résultats des Activités non sectorielles et autres englobent les produits des activités ordinaires et les charges d'exploitation associés à la sous-location de locaux pour bureaux dans l'immeuble de bureaux The Bow. D'autres informations concernant la sous-location de cet immeuble sont présentées à la note 14 annexe aux états financiers consolidés.

Autres résultats d'exploitation

Charges

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	45 \$	52 \$	53 \$
Charges administratives	275	327	439
Intérêts	614	654	563
(Profits) pertes de change, montant net	1 082	403	325
(Profits) pertes sur les sorties d'actifs	(14)	(3 426)	(7)
Autres	27	71	1
	2 029 \$	(1 919) \$	1 374 \$

Les charges administratives de 2015 ont été inférieures à celles de 2014, principalement en raison de la diminution du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de la baisse des salaires et avantages sociaux faisant suite à la réduction de l'effectif et de la diminution des coûts de rémunération à long terme découlant de l'affaissement du cours de l'action d'Encana; ces facteurs ont été en partie neutralisés par l'accroissement des charges de restructuration. 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. De 2013 à 2014, les charges administratives ont diminué, et ce, en raison essentiellement du recul des charges de restructuration, de la baisse des coûts de rémunération à long terme et du recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Les charges de restructuration engagées en 2014 ont été d'environ 36 M\$, contre 88 M\$ en 2013.

La charge d'intérêts de 2015 a été inférieure à celle de 2014, en particulier à cause de la baisse des intérêts sur la dette après les remboursements anticipés d'avril 2015. Elle a aussi varié sous l'effet d'un paiement d'intérêts non récurrent d'environ 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. La charge d'intérêts de 2014 a été supérieure à celle de 2013, principalement en raison de ce paiement non récurrent de 125 M\$ environ associé au remboursement des billets de premier rang d'Athlon et de la montée des intérêts afférents aux installations de production Deep Panuke, ce qui a été contrebalancé en partie par la diminution des intérêts sur la dette par suite de remboursements sur la dette à long terme et d'autres remboursements au cours des six premiers mois de 2014.

Les profits et pertes de change résultent de l'incidence des fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Comparativement à 2014, Encana a comptabilisé des pertes de change plus élevées en 2015 sur les règlements et la conversion des titres d'emprunt à long terme en dollars américains émis depuis le Canada. En 2014, Encana a comptabilisé des pertes de change plus élevées qu'en 2013 sur la conversion des titres libellés en dollars américains émis depuis le Canada.

Les profits sur les sorties d'actifs de 2015 comprennent essentiellement un gain avant impôt tiré de la vente de l'immeuble de bureau Encana Place, situé à Calgary. Les profits sur les sorties d'actifs inscrits en 2014 tiennent essentiellement compte de l'incidence, avant impôt, de la vente de la participation d'Encana dans PrairieSky, des actifs de Bighorn et des biens de Jonah, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

Pour 2015, l'élément Autres a été inférieur à celui de 2014 en raison des coûts de transaction liés aux acquisitions d'Athlon et d'Eagle Ford inscrits en 2014. En 2014, cet élément était plus élevé qu'en 2013 à cause des coûts de transaction liés aux acquisitions ainsi que des charges de remise en état associées aux biens non productifs.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Impôt sur le résultat exigible (économie)	(34) \$	243 \$	(191) \$
Impôt sur le résultat différé (économie)	(2 811)	960	(57)
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(2 845) \$	1 203 \$	(248) \$

En 2015, l'économie d'impôt sur le résultat exigible de 34 M\$ est principalement imputable à des sommes relatives à des exercices antérieurs. La charge d'impôt sur le résultat exigible de 2014 découlait principalement de l'impôt auquel ont donné lieu les sorties d'actifs. Quant à l'économie d'impôt sur le résultat exigible de 2013, elle résultait essentiellement de montants relatifs à des exercices antérieurs.

Le total de l'économie d'impôt sur le résultat de 2 845 M\$ pour 2015 découle principalement de la baisse du résultat net avant impôt occasionnée essentiellement par les pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier. En 2014, le total de l'impôt sur le résultat était une charge au lieu d'une économie, à cause du résultat net avant impôt plus élevé auquel ont donné lieu les profits sur les sorties d'actifs et les profits de couverture latents. Quant au total de l'impôt sur le résultat de 2013, il correspondait à une économie et découlait surtout de sommes se rapportant à des exercices antérieurs. Les variations du résultat net sont analysées à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Le taux d'impôt effectif annuel d'Encana dépend de son résultat, des écarts par rapport aux taux d'impôt prévus par la loi et à d'autres taux à l'étranger, de l'incidence des modifications 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 interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal qui sont 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.

Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Flux de trésorerie nets liés aux			
Activités d'exploitation	1 681 \$	2 667 \$	2 289 \$
Activités d'investissement	(665)	(4 729)	(1 895)
Activités de financement	(1 054)	(39)	(909)
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en monnaies étrangères	(29)	(127)	(98)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(67) \$	(2 228) \$	(613) \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	271 \$	338 \$	2 566 \$

Activités d'exploitation

En 2015, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 681 M\$, en baisse de 986 M\$ par rapport à ceux de 2014. En 2014, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation se sont établis à 2 667 M\$, ayant augmenté de 378 M\$ par rapport à ceux de 2013. Ces changements ont découlé essentiellement des variations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. En 2015, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un montant positif de 262 M\$, comparativement à des déficits de 9 M\$ en 2014 et de 179 M\$ en 2013.

Le fonds de roulement positif de la Société s'élevait à 274 M\$ au 31 décembre 2015, en regard de 583 M\$ au 31 décembre 2014. La diminution du fonds de roulement vient principalement du recul des créances clients et produits à recevoir, des actifs liés à la gestion des risques et de l'impôt sur le résultat à recouvrer, facteurs atténués par la baisse des dettes fournisseurs et charges à payer. Au 31 décembre 2015, le fonds de roulement incluait une trésorerie et des équivalents de trésorerie totalisant 271 M\$, contre 338 M\$ au 31 décembre 2014. Encana prévoit continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

Des flux de trésorerie nets de 665 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement en 2015, contre 4 729 M\$ en 2014. Cette variation s'explique essentiellement par l'acquisition d'Athlon et d'Eagle Ford en 2014, facteur en partie contrebalancé par le produit des sorties d'actifs moins élevé et la vente de la participation de la Société dans PrairieSky en 2014. Des flux de trésorerie nets de 4 729 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement en 2014, contre 1 895 M\$ en 2013. Leur augmentation a découlé surtout des acquisitions d'Athlon et d'Eagle Ford, ce qui a été compensé en partie par le produit tiré des sorties d'actifs de Bighorn, de Jonah et d'East Texas ainsi que par celui provenant de la vente de la participation de la Société dans PrairieSky. D'autres informations sur les acquisitions et les sorties d'actifs sont présentées à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

Activités de financement

Pour l'exercice 2015, les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement ont totalisé 1 054 M\$, contre 39 M\$ en 2014. La variation enregistrée a résulté principalement de remboursements nets de 627 M\$ sur la dette à long terme renouvelable en 2015, comparativement à une émission nette de 942 M\$ de titres d'emprunt en 2014, ainsi que de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans PrairieSky au deuxième trimestre de 2014 pour un produit de 1 462 M\$, ce qui a été annulé en partie par le produit de 1 088 M\$ tiré de l'émission d'actions ordinaires aux termes du placement réalisé au premier trimestre de 2015 et des remboursements moins élevés effectués sur la dette à long terme, soit 850 M\$, en 2015. Les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement en 2014 ont totalisé 39 M\$, comparativement à 909 M\$ en 2013. La diminution de ces flux de trésorerie nets a découlé surtout de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans PrairieSky et de l'émission nette de titres d'emprunt à long terme renouvelables, facteurs atténués par des remboursements sur la dette à long terme.

Facilités de crédit

Le tableau qui suit présente les facilités de crédit bancaire renouvelables engagées de la Société au 31 décembre 2015.

(en milliards de dollars)	Montant maximal	Tranche inutilisée	Échéance
Facilités de crédit bancaire renouvelables engagées			
Facilité de crédit d'Encana ¹⁾	3,0	2,4	Juillet 2020
Facilité de crédit d'une filiale américaine	1,5	1,5	Juillet 2020

1) Au 31 décembre 2015, une tranche de 440 M\$ servait de soutien au programme d'effets de trésorerie américains et des emprunts au TIOL de 210 M\$ avaient été prélevés, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Dette à long terme » figurant ci-dessous.

À l'heure actuelle, Encana se conforme à toutes les clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées par les conventions régissant ses facilités de crédit et elle prévoit continuer de s'y conformer. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés afin de s'assurer que la Société respecte la clause restrictive selon laquelle elle doit maintenir ce ratio 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 1^{er} janvier 2012, des PCGR des États-Unis. Le ratio dette/capitaux permanents ajustés s'établissait à 28 % au 31 décembre 2015 et à 30 % au 31 décembre 2014.

La direction est d'avis que la révision à la baisse de la cote de crédit d'Encana par Moody's Investors Service le 18 février 2016, ainsi que la confirmation récente de la cote de crédit de première qualité par Standard & Poor's Ratings Services et DBRS Limited, auront des répercussions limitées sur la capacité de la Société à financer son exploitation, ses activités de développement et son programme d'immobilisations. Les cotes de crédit divergentes éliminent l'accès de la Société au programme de papier commercial américain (« PC américain »); toutefois, la Société a toujours pleinement accès à ses facilités de crédit bancaire renouvelables engagées de 4,5 G\$, dont 3,9 G\$ demeurent inutilisés en date du 31 décembre 2015. Les facilités demeurent engagées jusqu'à juillet 2020. Les cotes de crédit divergentes feront légèrement augmenter le coût de la dette à court terme liée aux facilités de crédit de la Société. Pour en savoir plus sur les cotes de crédit d'Encana, se reporter à la notice annuelle de la Société.

Dette à long terme

La dette à long terme d'Encana totalisait 5 363 M\$ au 31 décembre 2015 et 7 340 M\$ au 31 décembre 2014. À ces dates, la dette à long terme ne comportait aucune partie courante.

Le 6 avril 2015, la Société a utilisé le produit net du placement d'actions ainsi que des fonds en caisse pour procéder au remboursement de ses 700 M\$ de billets, à 5,90 %, échéant le 1^{er} décembre 2017 ainsi que de ses 750 M\$ CA de billets à moyen terme, à 5,80 %, échéant le 18 janvier 2018. Les remboursements anticipés des billets ont exigé un versement global et non récurrent d'intérêts d'environ 165 M\$ et devraient permettre à Encana de réduire sa charge d'intérêts future d'un montant brut de quelque 205 M\$, selon les taux de change et les taux des bons du Trésor en vigueur au moment des remboursements.

Au cours du premier trimestre de 2015, Encana a instauré un programme de PC américain, lequel est pleinement étayé par sa facilité de crédit renouvelable. Au 31 décembre 2015, l'encours associé à ce programme totalisait 440 M\$ et reflétait des émissions d'effets de trésorerie américains échéant à diverses dates et portant intérêt au taux moyen pondéré de 1,13 %. Au 31 décembre 2015, des prélèvements de 210 M\$ avaient aussi été effectués sur la facilité de crédit renouvelable d'Encana, somme impayée qui représentait les obligations liées au capital d'emprunts au TIOL venant à échéance à diverses dates et portant intérêt au taux moyen pondéré de 1,87 %. Ces montants sont pleinement étayés par la facilité de crédit et, de l'avis de la direction, devraient continuer de l'être; la facilité de crédit renouvelable ne comporte aucune exigence de remboursement dans l'exercice à venir.

Au 31 décembre 2014, l'encours de la facilité de crédit renouvelable d'Encana était de 1 277 M\$, montant représentant les obligations de remboursement du capital d'emprunts qui portaient intérêt au TIOL, qui venaient à échéance à diverses dates et dont le taux d'intérêt moyen pondéré était de 1,62 %. Au cours du premier trimestre

de 2015, Encana a remboursé l'encours lié aux emprunts portant intérêt au TIOL en se servant du produit du programme d'effets de trésorerie américains et de fonds en caisse.

Encana est en mesure de refinancer sa dette à long terme à son échéance ou de rembourser ses titres d'emprunt lorsqu'ils deviennent exigibles grâce à ses sources de trésorerie existantes. Ses principales sources de trésorerie englobent sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie, ses facilités de crédit bancaire renouvelables, son fonds de roulement, ses flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et le produit que génèrent les sorties d'actifs.

Prospectus préalable

Le 27 juin 2014, Encana a déposé un prospectus préalable simplifié 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 reçus de souscription, de bons de souscription d'actions et d'unités au Canada ou aux États-Unis, ou dans ces deux pays. Le 5 mars 2015, la Société a déposé un supplément de prospectus au prospectus préalable de base en vue de l'émission de 85 616 500 actions ordinaires d'Encana et a octroyé une option de surallocation visant un maximum de 12 842 475 actions ordinaires supplémentaires d'Encana au prix de 14,60 \$ CA chacune, conformément à une convention de prise ferme. Le placement de 98 458 975 actions ordinaires d'Encana a été mené à terme en mars 2015 pour un produit brut total d'environ 1,44 G\$ CA (1,13 G\$). Après déduction faite de la rémunération des preneurs fermes et des coûts associés au placement d'actions, le produit net reçu s'est chiffré à 1,39 G\$ CA (1,09 G\$). Au 31 décembre 2015, la Société pouvait toujours mobiliser 4,9 G\$, ou l'équivalent en monnaies étrangères, aux termes du prospectus préalable. Toute émission est fonction des conditions de marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en juillet 2016.

Données relatives aux actions en circulation

(en millions)	19 février 2016	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actions ordinaires en circulation	849,8	849,8	741,2
Options sur actions assorties de droits à l'appréciation des actions jumelés			
En cours	16,3	18,3	21,3
Exercibles	11,5	10,0	10,0

Au cours du premier trimestre de 2015, Encana a émis des actions ordinaires aux termes du placement d'actions dont il a été fait mention ci-dessus.

En 2015, Encana a émis 10 246 221 actions ordinaires en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), comparativement à 240 839 actions ordinaires en 2014. Le nombre d'actions ordinaires qui ont été émises aux termes du RRD a augmenté en 2015 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 14 décembre 2015, la Société a annoncé 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, sauf si la Société annonce le contraire par voie d'un communiqué de presse.

Dans le cadre du régime d'options sur actions destiné aux membres du personnel d'Encana, des options visant l'achat d'actions ordinaires sont attribuées à ceux qui y sont admissibles. Un droit à l'appréciation des actions jumelé (« DAAJ ») donne au porteur de l'option 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. Dans le passé, la plupart des porteurs de ces options ont choisi de les exercer en tant que DAAJ contre un paiement en trésorerie. L'exercice d'un DAAJ contre un paiement en trésorerie n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires d'Encana et n'a donc pas d'effet dilutif.

Dividendes

Encana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires au gré du conseil d'administration.

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

Les dividendes versés en 2015 ont inclus les 73 M\$ d'actions ordinaires que la Société a émises au lieu de verser des dividendes en trésorerie, conformément à son RRD, comparativement à 5 M\$ en 2014. Les actions ordinaires émises dans le cadre du placement n'ont pas donné à leurs porteurs le droit de toucher le dividende versé au premier trimestre de 2015. Le 14 décembre 2015, la Société a annoncé qu'elle prévoyait fixer son dividende annualisé de 2016 à 0,06 \$ par action.

Le 23 février 2016, le conseil a déclaré un dividende de 0,015 \$ par action payable le 31 mars 2016 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2016.

Structure du capital

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 ainsi que d'y apporter des ajustements en fonction des conditions du marché de sorte à préserver sa souplesse financière tout en atteignant ses objectifs.

Pour gérer sa structure du capital, la Société peut modifier ses dépenses d'investissement ainsi que les dividendes qu'elle verse à ses actionnaires, émettre de nouvelles actions et de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser sa dette. Dans le cadre de la gestion de sa structure du capital, la Société surveille les mesures financières non conformes aux PCGR suivantes, lesquelles lui servent d'indicateurs de sa santé financière générale et sont définies à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

	2015	2014	2013
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	2,8 x	2,1 x	2,4 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	28 %	30 %	36 %

Obligations contractuelles et éventualités

Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la Société au 31 décembre 2015.

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus					Par la suite	Total
	2016	2017	2018	2019	2020		
Dette à long terme ¹⁾	- \$	- \$	- \$	500 \$	650 \$	4 200 \$	5 350 \$
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	42	58	96	105	24	2 251	2 576
Autres obligations à long terme	68	68	69	69	70	1 315	1 659
Contrats de location-acquisition	98	99	99	99	99	133	627
Obligations ²⁾	208	225	264	773	843	7 899	10 212
Transport et traitement	693	679	685	588	491	2 507	5 643
Forage et services aux champs pétroliers	164	106	59	29	17	1	376
Contrats de location simple	30	24	23	11	3	19	110
Engagements	887	809	767	628	511	2 527	6 129
Total des obligations contractuelles	1 095 \$	1 034 \$	1 031 \$	1 401 \$	1 354 \$	10 426 \$	16 341 \$
Montants recouverts par la sous-location	(34) \$	(34) \$	(34) \$	(34) \$	(34) \$	(646) \$	(816) \$

1) Composante capital uniquement. Se reporter à la note 13 annexe aux états financiers consolidés.

2) La Société a comptabilisé des passifs de 7 818 M\$ en lien avec ces obligations.

Les obligations contractuelles associées à la dette à long terme, aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, à l'immeuble de bureaux The Bow et aux contrats de location-acquisition sont comptabilisées à l'état de la situation financière de la Société. Des renseignements supplémentaires sont fournis dans les notes annexes aux états financiers consolidés.

Les autres obligations à long terme concernent un bail de 25 ans conclu avec un promoteur immobilier non lié relativement à l'immeuble de bureaux The Bow. Encana a comptabilisé le cumul des coûts de construction de cet immeuble comme un actif et a inscrit un passif connexe. En 2012, Encana a commencé à effectuer des paiements au promoteur immobilier non lié. À l'expiration du bail de 25 ans, 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 recouverts par la sous-location qui sont indiqués dans le tableau ci-dessus tiennent compte des montants qui devraient être recouverts auprès de Cenovus. Les paiements non actualisés d'Encana relativement à The Bow totalisent 1 659 M\$ et, de ce montant, il est prévu qu'une tranche de 816 M\$ sera recouverte auprès de Cenovus.

Les contrats de location-acquisition comprennent essentiellement l'obligation liée aux installations de production Deep Panuke, dont l'exploitation commerciale a débuté en décembre 2013 après la réception de l'avis d'acceptation de la production. Relativement à ces installations, les loyers futurs non actualisés d'Encana totalisent 534 M\$ (montant actualisé de 340 M\$).

Les charges de transport et de traitement présentées dans le tableau ci-dessus comprennent certains engagements liés aux conventions portant sur des services du secteur intermédiaire conclues avec VMLP. Des renseignements plus détaillés à ce sujet figurent à la note 19 annexe aux états financiers consolidés. En outre, Encana a d'importants engagements de mise en valeur qu'elle a pris auprès de ses coentrepreneurs. Une partie de ces engagements peut être acquittée par voie de ceux relevant du forage et des services aux champs indiqués dans le tableau ci-dessus.

En plus des engagements décrits ci-dessus, Encana a également des obligations en vertu de son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser ses régimes de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. Des informations supplémentaires sur ce programme figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés.

Des transactions de sortie d'actifs peuvent donner lieu à une réduction de certains des engagements et des obligations mentionnés ci-dessus. La Société prévoit financer ses engagements et obligations de 2016 par les flux de trésorerie ainsi que par la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

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. Une issue défavorable pourrait avoir une incidence négative importante sur le résultat net consolidé de la Société pour la période durant laquelle survient cette issue. Les charges à payer en raison de litiges et de poursuites sont constatées si la Société juge que la perte est probable et que son montant peut être estimé avec une certitude raisonnable. La Société estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard.

Gestion des risques

Les activités, les perspectives, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Encana et, dans certains cas, sa réputation sont touchés par des risques qui peuvent être classés en fonction des catégories suivantes :

- les risques financiers;
- les risques opérationnels;
- les risques liés à l'environnement, à la réglementation, à la réputation et à la sécurité.

Encana cherche à consolider sa position en tant que l'un des grands producteurs nord-américains d'énergie et à accroître la valeur actionnariale grâce à la rigueur avec laquelle elle s'assure de réaliser une croissance rentable. Encana continue de concentrer ses activités sur la constitution d'un portefeuille équilibré de zones d'une longue durée de vie à faible risque et à faibles coûts, ce qui lui permet de résister aux incertitudes inhérentes aux marchés. La direction adapte les stratégies de gestion des risques financiers et opérationnels afin de pouvoir réagir de manière proactive à l'évolution de la conjoncture économique et aussi d'atténuer ou de réduire les risques.

Les risques qui sont susceptibles d'entacher la réputation d'Encana relèvent généralement de questions d'ordre stratégique ou de problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement, puis gérés comme il se doit, mais ils peuvent également résulter de situations imprévues qui obligent la Société à intervenir plus rapidement. Encana adopte une attitude proactive afin de repérer et de gérer les risques qui menacent sa réputation et a établi des politiques, des procédures, des lignes directrices et des responsabilités appropriées à cet égard.

Risques financiers

Encana entend par risques financiers le risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la gestion financière et de conditions de marché susceptibles d'avoir une incidence sur ses activités.

Les risques financiers comprennent notamment :

- les prix du gaz naturel et des liquides sur les marchés;
- le crédit et la liquidité;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt.

Encana atténue les risques financiers auxquels elle est exposée au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques. Le recours à des instruments financiers dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par le conseil. Toutes les conventions visant des dérivés financiers sont conclues avec

d'importantes institutions financières d'envergure internationale ou avec des contreparties qui sont des sociétés jouissant de cotes de solvabilité de première qualité. Encana a adopté des politiques et des procédures relativement à la documentation et aux approbations requises pour l'utilisation d'instruments financiers dérivés et elle en lie expressément l'utilisation à l'atténuation des risques financiers de façon à soutenir ses budgets de dépenses d'investissement et ses objectifs stratégiques.

Pour réduire le risque lié aux prix des marchandises, la Société peut conclure des opérations qui établissent un prix plancher ou qui, prises ensemble, fixent des prix plancher et plafond pour des positions exposées à ce risque. Afin de se protéger contre la variation des écarts de prix régionaux, Encana conclut des opérations qui visent à gérer l'écart de prix entre ses zones de production et différents points de vente. Des renseignements supplémentaires, notamment le détail des instruments financiers d'Encana en date du 31 décembre 2015, figurent à la note 24 annexe aux états financiers consolidés.

Les risques de crédit que posent les contreparties font l'objet d'une gestion régulière et proactive. Une part substantielle du risque de crédit d'Encana concerne ses clients du secteur du pétrole et du gaz ou des institutions financières. Le risque de crédit est géré par voie des politiques de crédit qu'approuve le conseil d'administration et qui régissent le portefeuille de créances de la Société, notamment les pratiques en matière de crédit qui permettent de limiter les opérations et d'accorder des conditions de paiement selon les normes en usage dans le secteur et la cote de solvabilité des contreparties.

Encana gère son risque de liquidité au moyen de programmes de gestion de la trésorerie et de la dette. La Société a accès 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 sa capacité à accéder à du crédit à des conditions avantageuses et à disposer de liquidités suffisantes pour financer ses dépenses d'investissement ainsi que le versement de dividendes. La Société réduit son risque de liquidité en gérant sa structure financière. Pour ce faire, elle peut modifier ses dépenses d'investissement et les dividendes qu'elle verse à ses actionnaires, émettre de nouvelles actions et de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser sa dette.

Afin d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, Encana peut conclure des contrats de change. Les profits ou pertes sur ces contrats sont constatés au moment de leur règlement. En maintenant ses activités aux États-Unis et au Canada, Encana bénéficie, dans une certaine mesure, d'une couverture naturelle à l'égard du risque de change.

Encana contracte aussi à l'occasion des emprunts en dollars américains et en dollars canadiens afin de réduire le risque que posent les fluctuations du taux de change entre les deux monnaies. Tout en émettant directement des titres d'emprunt libellés en dollars américains, la Société peut conclure des swaps croisés de devises à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la composition, en dollars américains ou en dollars canadiens, de sa dette.

La Société atténue son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en contractant des emprunts à taux fixe et à taux variable. Encana peut conclure à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen additionnel de gérer la composition de son portefeuille d'emprunts à taux fixe et à taux variable.

Risques opérationnels

Les risques opérationnels s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de ce qui suit :

- les activités d'exploitation;
- les activités d'investissement, dont la capacité de mener à terme les projets;
- le remplacement des réserves et des ressources.

La capacité de la Société d'exercer ses activités, de générer des flux de trésorerie, de mener à bien ses projets et de valoriser ses réserves et ses ressources est exposée à des risques financiers, y compris ceux concernant la volatilité des prix des marchandises dont il a été fait mention, le maintien de la demande de ses produits et

d'autres facteurs qui échappent à son contrôle, tels le contexte général des affaires et les conditions des marchés, les récessions et les perturbations des marchés financiers, l'état général des marchés des capitaux, y compris l'intérêt des investisseurs pour le secteur du pétrole et du gaz naturel en général et pour les titres de la Société en particulier, la capacité d'obtenir et de conserver un financement avantageux afin de pouvoir remplir ses engagements, les questions législatives, environnementales et réglementaires, les augmentations de coûts imprévues, les redevances, l'impôt, le financement, par ses associés, de leur quote-part de leurs engagements de coentreprise et de partenariat, la disponibilité du matériel de forage et d'autres pièces de matériel, la capacité de conserver les baux et d'accéder à des terrains, la capacité d'accéder à l'eau pour les activités de fracturation hydraulique, les conditions météorologiques, la disponibilité et la proximité des installations de traitement et des pipelines, les perturbations et les contraintes du transport, les défaillances techniques, la capacité d'accéder à de nouveaux actifs et de les intégrer, les atteintes à la cybersécurité, les accidents, la disponibilité du personnel qualifié et des fournisseurs de services et la capacité d'attirer de telles personnes, le rendement par rapport aux courbes types et la qualité des réservoirs. Si Encana est dans l'impossibilité d'acquérir ou de découvrir des réserves et des ressources supplémentaires de gaz naturel et de liquides, ses réserves, ses ressources et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels. Ses flux de trésorerie dépendent donc grandement de l'exploitation fructueuse des réserves et des ressources actuelles ainsi que de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves et de ressources supplémentaires. Pour atténuer ces risques et dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la Société sont évalués à la lumière de tous les risques, y compris le risque géologique, le risque technique et la dépendance envers des fournisseurs de services qui sont de tierces parties.

En outre, Encana procède à une analyse approfondie des programmes de dépenses d'investissement antérieurs dans le but de repérer les éléments clés de connaissance qui se dégagent, lesquels comprennent souvent des questions d'ordre opérationnel qui ont eu une incidence positive ou négative sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont élaborés à l'égard des questions opérationnelles qui ont eu une incidence défavorable sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés à celui du projet pour l'exercice. Ces résultats sont analysés annuellement pour les besoins du programme de dépenses d'investissement d'Encana, et les résultats ainsi que les enseignements tirés sont diffusés dans toute l'entreprise.

Un contrôle interne par les pairs permet de s'assurer que le risque que pose un projet d'investissement est bien évalué et que les renseignements le concernant sont diffusés dans toute l'entreprise. Ce contrôle interne est effectué principalement dans le cas de projets de prospection et de zones qui en sont à leurs premières phases, mais il peut s'appliquer à n'importe quel type de projet.

Le programme de répartition des dépenses d'investissement d'Encana, programme qui est très rigoureux, qui comporte des mesures dynamiques et qui est géré de manière centralisée, l'aide, lorsqu'elle prend des décisions en matière d'exploitation et d'investissement, à s'assurer que ses investissements sont en harmonie avec sa stratégie. Encana réduit également les risques opérationnels au moyen d'autres politiques, systèmes et processus ainsi que par la mise en œuvre d'un programme d'assurance exhaustif.

En janvier 2016, le gouvernement de l'Alberta a publié son « cadre de redevances modernisé » dans lequel sont exposées les modifications apportées au régime de redevances de la province. Le nouveau cadre entraînera la modernisation et la simplification du régime de redevances en modifiant les règles sur les redevances applicables aux nouveaux puits de pétrole, de liquides et de gaz naturel forés après le 1^{er} janvier 2017, les règles actuelles demeurant en vigueur pendant 10 ans en ce qui concerne les puits forés (ou dont le forage a démarré) avant cette date. La Société n'a pas encore fini l'examen global des répercussions de cette modernisation du régime de redevances sur ses activités.

Risques liés à l'environnement, à la réglementation, à la réputation et à la sécurité

La Société a à cœur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes, dont le public et les autorités de réglementation. Les activités de la Société sont exposées à l'ensemble des risques opérationnels associés normalement à la prospection, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN, ainsi qu'à l'exploitation d'installations médianes. Lorsqu'elle évalue l'importance des facteurs de risque liés à l'environnement, Encana tient compte de plusieurs facteurs qualitatifs et quantitatifs, notamment en matière de finances, d'exploitation, de réputation et de réglementation eu

égard à chaque facteur de risque relevé. Ces risques sont gérés par l'application de politiques et de normes conformes ou supérieures à la réglementation publique et aux normes sectorielles. Encana dispose en outre d'un système qui lui permet de repérer, de mesurer et de maîtriser les risques liés à la sécurité et à l'environnement, et qui prévoit la transmission régulière de rapports à la direction générale et au conseil. Le comité de la responsabilité générale, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'Encana recommande l'approbation de la politique environnementale de la Société et surveille l'observation des lois et des règlements publics. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités quotidiennes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. Des plans d'intervention d'urgence ont été élaborés afin d'orienter les mesures à prendre en temps de crise. La Société a adopté des plans d'urgence afin de pouvoir intervenir rapidement en cas d'accident écologique et elle applique des stratégies de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement.

Les activités d'Encana sont assujetties à la réglementation et à l'intervention des gouvernements, qui peuvent viser ou interdire les forages, la complétion, notamment la fracturation hydraulique et le raccordement de puits, la production, la construction ou l'agrandissement d'installations et l'exploitation et l'abandon de gisements. Des changements apportés à la réglementation publique peuvent avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de la Société, en plus d'imposer des coûts de conformité.

L'un des procédés que surveille Encana a trait à la fracturation hydraulique. Utilisée dans l'ensemble de l'industrie pétrolière et gazière, la fracturation hydraulique fait appel à des fluides de fracturation aux fins de la mise en valeur d'un réservoir. Ce procédé est utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière depuis environ 60 ans. Encana a recours à diverses techniques afin de bien évaluer l'impact de chaque opération de fracturation hydraulique qu'elle entreprend. Dans l'ensemble des activités d'Encana, la gestion et la protection rigoureuses de l'eau forment une composante essentielle de ce processus.

Les procédés de fracturation hydraulique font l'objet d'une réglementation stricte de la part de divers organismes provinciaux ou d'État. Encana respecte, voire dépasse, les exigences des autorités de réglementation. Le gouvernement fédéral des États-Unis, celui du Canada ainsi que les gouvernements de certains États américains et de certaines provinces canadiennes continuent d'examiner divers aspects du cadre scientifique, réglementaire et politique dans lequel les opérations de fracturation hydraulique sont menées. À l'heure actuelle, ces gouvernements sont surtout occupés à recueillir, examiner et évaluer l'information technique sur la fracturation hydraulique et n'ont pas donné de détails concernant des modifications effectives, proposées ou envisagées au cadre réglementaire qui la régit.

Plusieurs villes du Colorado ont adopté des ordonnances locales limitant ou interdisant certaines activités pétrolières et gazières, dont la fracturation hydraulique. Jusqu'à présent, ces initiatives de réglementation locale n'ont pas eu d'incidence importante sur les activités ou les projets de mise en valeur de la Société dans cet État. Encana continue de travailler de concert avec les gouvernements étatiques et locaux, le milieu universitaire et des chefs de file du secteur afin de trouver des solutions aux questions soulevées par la fracturation hydraulique au Colorado. La Société comprend que, dans l'avenir, d'autres consultations populaires concernant la fracturation hydraulique pourraient être menées et que d'autres mesures réglementaires locales restreignant ou interdisant les activités de mise en valeur de ressources pétrolières et gazières pourraient être adoptées et elle continuera, en 2016, de suivre de près l'évolution de ces démarches et d'y réagir.

Encana s'est engagée à communiquer l'information d'ordre chimique relative à la fracturation hydraulique et elle est favorable à une telle communication. Encana participe au *FracFocus Chemical Disclosure Registry* aux États-Unis ainsi qu'à ses versions que l'Alberta et la Colombie-Britannique ont adoptées. Encana collabore avec les intervenants de l'industrie, les associations professionnelles, les fournisseurs de fluides et les autorités de réglementation pour déterminer, élaborer et proposer les meilleures pratiques responsables au chapitre de la fracturation hydraulique.

Règlements concernant les changements climatiques

Divers gouvernements fédéraux, provinciaux ou étatiques ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et certaines autres émissions atmosphériques, tandis que d'autres administrations ont déjà fourni des indications concernant ces règlements. D'autres administrations devraient aussi annoncer des régimes de réduction des émissions dans l'avenir. Comme ces programmes fédéraux et régionaux sont en cours d'élaboration, Encana n'est pas en mesure de prédire l'incidence globale de la réglementation à venir sur ses activités. Il est par conséquent possible que la Société doive, pour se conformer aux lois relatives aux émissions de GES, subir des hausses de ses charges d'exploitation et de ses dépenses d'investissement. Cependant, Encana continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une stratégie en matière de changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité et soutenir les investissements dans le secteur.

Au Canada, le gouvernement fédéral et le gouvernement de plusieurs provinces, dont l'Alberta et la Colombie-Britannique, ont annoncé qu'ils se pencheraient de plus près sur l'élaboration d'une politique sur le changement climatique en 2016. Encana surveille toujours les développements, participe aux débats lorsque c'est pertinent de le faire et gère activement la mise en application des nouvelles politiques et des nouveaux règlements entourant le climat afin d'en réduire les répercussions éventuelles sur ses activités.

Le 25 juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il procédait au renouvellement, dans une version refondue, de son règlement sur les gaz à effet de serre, intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* (le « Règlement »). Le Règlement régit les émissions de dioxyde de carbone et devait expirer le 30 juin 2015. Il exige de toutes les installations émettant 100 000 tonnes de gaz à effet de serre par an ou plus qu'elles réduisent d'ici 2017 l'intensité de leurs émissions. Dans sa nouvelle version, le Règlement porte à 20 % la cible de réduction (qui était auparavant fixée à 12 %) et accroît le coût des cotisations, qui passera de 15 \$ CA par tonne à 30 \$ CA en 2017 pour les installations qui ne parviennent pas à respecter les cibles de réduction prescrites. Encana ne détient ni n'exploite d'installations dont les émissions excèdent le seuil de 100 000 tonnes et n'est donc pas assujettie à l'heure actuelle au Règlement.

Aux États-Unis, le gouvernement fédéral a indiqué que la lutte aux changements climatiques était une priorité pour l'administration actuelle. L'Environmental Protection Agency (l'« EPA ») a fait connaître plusieurs mesures visant les émissions de méthane et de composés organiques volatils du secteur pétrolier et gazier et a notamment fixé un nouvel objectif, soit réduire, d'ici 2025, de 40 % à 45 % le niveau de ces émissions qui a été enregistré en 2012. Les réductions seront réalisées par voie de mesures réglementaires proposées et volontaires. Encana continue de surveiller ces développements, de formuler ses commentaires lorsqu'elle le juge pertinent et d'évaluer leur effet éventuel sur ses activités.

Encana compte poursuivre ses efforts en vue de réduire l'intensité de ses émissions et d'accroître son efficacité énergétique. Les efforts de la Société relativement à la gestion des émissions reposent essentiellement sur l'importance accordée à l'efficacité énergétique, sur l'utilisation de technologies pour réduire les émissions de GES et sur une participation active à l'élaboration de pratiques exemplaires pour l'ensemble du secteur.

Encana a adopté une stratégie proactive concernant le respect des exigences de la réglementation en matière de carbone. Cette stratégie est composée des trois grands volets suivants :

- *Assurer une gestion active.* Lorsque la réglementation entrera en vigueur, un coût sera attribué aux émissions d'Encana (ou à une partie de ces émissions) et, même si ces émissions ne sont pas importantes à ce stade, elles font l'objet d'une gestion étroite afin de respecter les règlements. Des éléments comme un suivi efficace des émissions et l'observation de la consommation de carburant de la Société lui permettront de se concentrer sur la réduction des coûts.
- *Prévoir les signaux de prix et y réagir.* À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires où Encana exerce ses activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. Le prix des réductions éventuelles de carbone joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu du carbone, Encana essaie également, lorsque cela convient, de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.

- *Travailler de pair avec les groupes sectoriels.* Encana continue de collaborer avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et d'initiatives dans ce domaine. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions permet à la Société d'acquérir des connaissances utiles qu'elle emploie pour ébaucher différentes stratégies de gestion de ses émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios fournissent des renseignements utiles aux processus de planification à long terme d'Encana et à son analyse des conséquences des tendances en matière de réglementation.

Encana surveille l'évolution des nouvelles politiques et lois en matière de changements climatiques et tient compte des coûts connexes du carbone dans sa planification. La direction et le conseil analysent l'incidence d'un éventail de scénarios de réduction des émissions de carbone sur les plans d'affaires de la Société, et ce, en fonction de coûts s'échelonnant entre environ 20 \$ et 125 \$ la tonne d'émissions et de différents niveaux de couverture des émissions. Malgré l'incertitude entourant la réglementation future en la matière, Encana projette de continuer à évaluer le coût du carbone par rapport à ses investissements, selon une série de scénarios.

Encana est consciente que les émissions de carbone comportent un coût. Elle est persuadée que la réglementation sur les GES et les coûts du carbone, compte tenu de différents niveaux de prix, ont été pris en considération adéquatement dans le cadre de la planification et de l'analyse de scénarios. Encana estime que sa stratégie à l'égard des zones de ressources représente un moyen efficace de mettre en valeur les ressources, de générer des rendements pour les actionnaires et de coordonner l'ensemble des objectifs environnementaux à l'égard du carbone, des émissions atmosphériques, de l'eau et du sol. Encana s'engage à être transparente avec ses parties prenantes et les tiendra informées des répercussions de ces questions sur ses activités.

Contrôles et procédures

Contrôles et procédures de communication de l'information

Le président et chef de la direction et la vice-présidente directrice et chef des finances de la Société ont conçu, ou fait concevoir sous leur supervision, des contrôles et procédures de communication de l'information afin de fournir l'assurance raisonnable que :

- l'information importante relative à la Société est communiquée au chef de la direction et à la chef des finances par d'autres personnes;
- l'information devant être présentée dans les documents annuels, intermédiaires et autres qu'elle dépose ou présente en vertu des lois sur les valeurs mobilières est consignée, traitée, résumée et communiquée dans les délais prévus par ces lois.

Ces dirigeants ont évalué, ou fait évaluer sous leur supervision, l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de la Société à la date de clôture de son exercice. Se fondant sur cette évaluation, ces dirigeants ont conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information d'Encana étaient efficaces au 31 décembre 2015.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

La direction est responsable de la mise en place et du maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière, contrôle qui désigne des processus conçus par le chef de la direction et la chef des finances, ou conçus sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil, la direction et d'autres membres du personnel afin de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers destinés à un usage externe, conformément aux PCGR des États-Unis.

La direction a évalué, sous la supervision et avec la participation du chef de la direction et de la chef des finances, l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2015, en se fondant 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 la conception et le fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société étaient efficaces à cette date.

Antérieurement, Encana limitait l'étendue et la conception ainsi que l'évaluation ultérieure du contrôle interne à l'égard de l'information financière de façon à exclure les contrôles, politiques et procédures d'Athlon, laquelle a été acquise par voie d'un regroupement d'entreprises le 13 novembre 2014. Au cours du deuxième trimestre de 2015, la Société a procédé à l'évaluation et à l'intégration de ces contrôles, politiques et procédures et aucune faiblesse significative n'a été décelée durant leur intégration. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, il n'y a eu aucun changement dans le système de contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu une incidence importante sur son efficacité ou qui, selon des attentes raisonnables, pourrait avoir une telle incidence.

Limites de l'efficacité des contrôles

Le système de contrôles de la Société a été conçu pour fournir à la direction une assurance raisonnable en ce qui a trait 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 si de tels systèmes sont jugés efficaces, ils ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable quant à la préparation et à la présentation des états financiers et il ne faut pas s'attendre à ce qu'ils préviennent toutes les erreurs et les fraudes. 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.

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 2015, comme il est mentionné dans son rapport de l'auditeur qui est joint aux états financiers consolidés audité de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Méthodes et estimations comptables

Estimations comptables cruciales

La direction est tenue, aux fins de l'application de ses méthodes et pratiques comptables, de poser des jugements et des hypothèses ainsi que de faire des estimations qui ont une incidence importante sur les résultats financiers de la Société. Un sommaire des principales méthodes comptables d'Encana est présenté à la note 1 annexe aux états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015. Les paragraphes qui suivent décrivent les méthodes et pratiques comptables qui jouent un rôle déterminant dans l'établissement des résultats financiers d'Encana.

Actifs et réserves en amont

Encana applique la capitalisation du coût entier selon les PCGR des États-Unis pour ses activités liées au gaz naturel, au pétrole et aux LGN. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur le résultat net, puisqu'elles constituent un élément essentiel des calculs de l'épuisement, des profits et des pertes ainsi que des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier. Une révision à la baisse des estimations des réserves peut accroître les charges d'épuisement ainsi qu'entraîner une perte de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier. Une perte de valeur découlant d'un tel test 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 différé connexes. Le plafonnement du centre de coûts désigne le total des flux de trésorerie nets futurs après impôt attendus des réserves prouvées, selon un calcul conforme aux exigences de la SEC, d'après les prix moyens des 12 derniers mois et les coûts de mise en valeur et de production futurs non actualisés, flux qui sont actualisés au taux de 10 %, 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. Tout excédent de la valeur comptable sur le montant du plafonnement calculé est constaté comme une perte de valeur dans le résultat net. En 2015, Encana a comptabilisé des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier, pertes qui sont exposées plus en détail à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Toutes les réserves et ressources de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana sont évaluées une fois l'an par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants qui rédigent un rapport sur celles-ci. L'estimation des réserves est une démarche subjective et est basée sur des données techniques, des taux de production futurs projetés et le calendrier des dépenses futures, facteurs qui font tous l'objet de nombreuses incertitudes et de diverses interprétations. Les estimations des réserves pourront être révisées à la hausse ou à la baisse selon les résultats des forages futurs, les essais, les niveaux de production et les possibilités économiques de récupération.

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.

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 estimée des actifs nets acquis est comptabilisé à titre de goodwill. Si le prix d'achat est inférieur à la juste valeur estimée des actifs nets acquis, l'insuffisance est comptabilisée comme un profit en résultat net. Pour établir la juste valeur, Encana utilise diverses méthodes d'évaluation, dont l'approche par le résultat.

Les hypothèses posées aux fins de ces évaluations portent sur 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, 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 importante des principales hypothèses peut faire en sorte que la comptabilisation de l'acquisition soit revue, ce qui englobe la constatation d'un goodwill supplémentaire ou d'un escompte sur l'acquisition.

Les justes valeurs sont établies sur la base des informations existant au moment de l'acquisition et mettent en jeu les attentes et les hypothèses formulées par un intervenant du marché ou qui seraient à sa disposition. Cependant, rien ne garantit que les hypothèses ou estimations sous-jacentes associées à l'évaluation des justes valeurs se concrétiseront comme prévu. Tout changement d'hypothèses ou d'estimations clés peut influencer sur le résultat net par voie de pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier, de pertes de valeur du goodwill ou d'une dégradation des résultats d'exploitation dans des exercices à venir.

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 est supérieure à sa juste valeur, la valeur du goodwill est alors réduite à sa juste valeur implicite. 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 l'unité avait été acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. Tout excédent de la valeur comptable du goodwill sur la juste valeur implicite du goodwill 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.

La juste valeur utilisée pour le test de dépréciation s'appuie sur des estimations des flux de trésorerie futurs actualisés, qui reposent elles-mêmes sur des hypothèses quant aux réserves de gaz naturel et de liquides, y compris les prix des marchandises, les coûts futurs et les taux d'actualisation. Ayant évalué son goodwill à des fins de dépréciation au 31 décembre 2015, Encana a conclu qu'aucune réduction de valeur n'était nécessaire.

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 sites de puits en production, des plates-formes de production en mer et des usines de traitement du gaz naturel. La juste valeur des obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations est constatée à l'état consolidé de la situation financière lorsqu'elles sont engagées 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 connexes. 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.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont estimées en actualisant les flux de trésorerie futurs du règlement. Les flux de trésorerie actualisés reposent sur des estimations de facteurs tels que la vie de la réserve, 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 futurs. Ces estimations auront une incidence sur le résultat net par 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. Les frais qui sont réellement engagés sont portés en diminution du cumul des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

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 base 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 un tel changement entre en vigueur.

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 dans 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.

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, de l'incidence des modifications aux lois et des montants relatifs à des exercices antérieurs. Le taux d'impôt effectif annuel estimé dépend du résultat annuel qui est prévu, des écarts par rapport aux taux prévus par la loi et à d'autres taux à l'étranger, des gains ou pertes en capital non imposables, des écarts de nature fiscale résultant de sorties d'actifs et de transactions et des ventilations 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 au cours des 12 prochains mois sont inclus dans les autres passifs et provisions.

Les interprétations, les règlements et 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'entremise de la charge d'impôt découlant de la variation des actifs ou des passifs d'impôt différé.

Instruments financiers dérivés

Comme il est précisé à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion, Encana utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de marché découlant des prix des marchandises ainsi que des taux de change et d'intérêt. La Société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, les variations de celle-ci étant portées en 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 d'autres contrats sur instruments dérivés portant sur certaines obligations de paiement sont comptabilisés dans les produits des activités ordinaires au règlement des obligations. Les profits et pertes réalisés découlant de dérivés financiers portant sur les prix de l'électricité sont comptabilisés dans les charges de transport et de traitement au règlement des contrats sur l'électricité. Les profits et pertes latents sont comptabilisés en conséquence dans les produits des activités ordinaires et les charges de transport et de traitement à la fin de chaque période de présentation de l'information financière en fonction des variations de la juste valeur des contrats.

L'estimation de la juste valeur de tous les instruments dérivés est basée sur des prix cotés sur les marchés ou, en l'absence de tels prix, sur des indications et des prévisions quant aux marchés fournies par des tiers. La juste valeur estimative des actifs financiers et des passifs financiers fait l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

Prises de position comptables récentes

Modifications des méthodes et pratiques comptables

Le 1^{er} janvier 2015, Encana a adopté la mise à jour de normes comptables (*Accounting Standards Update* ou « ASU ») 2014-08, *Reporting Discontinued Operations and Disclosures of Disposals of Components of an Entity*, qu'a publiée le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») et qui modifie les critères et exige la présentation d'informations supplémentaires concernant les activités abandonnées. Aux termes des nouveaux critères, seules les sorties d'actifs représentant un changement stratégique des activités peuvent être considérées comme des activités abandonnées. Les modifications ont été appliquées prospectivement et n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

Le 31 décembre 2015, Encana a adopté de manière anticipée l'ASU 2015-17, *Balance Sheet Classification of Deferred Taxes*, qui exige que les actifs et les passifs d'impôt différé soient classés dans les éléments non courants de l'état de la situation financière. Auparavant, les actifs et les passifs d'impôt différé étaient répartis entre les éléments courants et non courants de l'état de la situation financière. Les modifications ont été apportées de manière rétrospective et n'ont pas eu d'incidence sur les résultats d'exploitation ni sur les flux de trésorerie de la Société. L'incidence sur les états consolidés de la situation financière se présente comme suit :

Au 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
Avant l'adoption de l'ASU 2015-17 :			
Impôt sur le résultat différé			
Actif courant	22 \$	- \$	118 \$
Actif non courant	1 060	296	939
Passif courant	1	128	3
Passif non courant	24	1 829	-
Après l'adoption de l'ASU 2015-17 :			
Impôt sur le résultat différé			
Actif non courant	1 081 \$	206 \$	1 054 \$
Passif non courant	24	1 867	-

Nouvelles normes publiées mais non encore adoptées

En date du 1^{er} janvier 2016, Encana sera tenue d'adopter les prises de position suivantes publiées par le FASB :

- L'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 seront appliquées prospectivement et ne devraient pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.
- L'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 pourront être appliquées selon une méthode rétrospective intégrale ou modifiée à la date de leur adoption. Ces modifications ne devraient pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.
- L'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*. Cette mise à jour exige 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. À l'heure actuelle, ces frais figurent à l'actif en tant que charge différée. En août 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-15, *Presentation and Subsequent*

Measurement of Debt Issuance Costs Associated with Line-of-Credit Arrangements. Cette mise à jour précise 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 seront appliquées rétrospectivement. Au 31 décembre 2015, des frais d'émission de titres d'emprunt totalisant 30 M\$ étaient inclus dans le poste Autres actifs de l'état consolidé de la situation financière de la Société (39 M\$ au 31 décembre 2014).

En date du 1^{er} janvier 2018, Encana sera tenue d'adopter l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers*, conformément au Topic 606, lequel a résulté d'un projet mené conjointement par le FASB et l'International Accounting Standards Board. La nouvelle norme remplace le Topic 605, *Revenue Recognition*, et d'autres lignes directrices destinées à des secteurs précis et énoncées dans l'Accounting Standards Codification. 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 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 1^{er} janvier 2017. À la date de son adoption, cette norme pourra être appliquée selon l'une des deux méthodes d'application rétrospective prescrites. Encana évalue actuellement l'incidence que pourrait avoir cette norme sur ses états financiers consolidés.

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. 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. Ces mesures non conformes aux PCGR sont notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie disponibles, le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, exclusion faite des couvertures, le revenu d'exploitation net, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette et le ratio dette/capitaux permanents ajustés. L'utilisation que fait la direction de ces mesures est examinée plus à fond ci-dessous.

Flux de trésorerie et flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie constituent une mesure non conforme aux PCGR qui est couramment utilisée par le secteur du pétrole et du gaz ainsi que par Encana pour aider la direction et les investisseurs à évaluer la capacité de la Société de financer ses programmes de dépenses d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Les flux de trésorerie s'entendent de ceux 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 à payer sur les ventes d'actifs.

Les flux de trésorerie disponibles constituent une mesure non conforme aux PCGR qui désigne les flux de trésorerie en excédent des dépenses d'investissement, exclusion faite des montants nets des acquisitions et des sorties d'actifs, et qui sert à déterminer les fonds pouvant être affectés à d'autres activités d'investissement ou de financement, ou aux deux.

(en millions de dollars)	2015					2014					2013
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 681 \$	448 \$	453 \$	298 \$	482 \$	2 667 \$	261 \$	696 \$	767 \$	943 \$	2 289 \$
(Ajouter) déduire :											
Variation nette des autres actifs et passifs	(11)	7	(18)	7	(7)	(43)	(15)	(11)	(8)	(9)	(80)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	262	58	100	110	(6)	(9)	(141)	155	119	(142)	(179)
Impôt à payer sur les ventes d'actifs	-	-	-	-	-	(215)	40	(255)	-	-	(33)
Flux de trésorerie	1 430 \$	383 \$	371 \$	181 \$	495 \$	2 934 \$	377 \$	807 \$	656 \$	1 094 \$	2 581 \$
Déduire :											
Dépenses d'investissement	2 232	280	473	743	736	2 526	857	598	560	511	2 712
Flux de trésorerie disponibles	(802) \$	103 \$	(102) \$	(562) \$	(241) \$	408 \$	(480) \$	209 \$	96 \$	583 \$	(131) \$

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires en fonction d'éléments hors exploitation qui, selon la direction, réduisent la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la Société d'une période à l'autre. Le secteur du pétrole et du gaz et Encana présentent généralement le résultat d'exploitation afin de fournir aux investisseurs une information plus comparable d'une période à l'autre.

Le résultat d'exploitation s'entend du résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires compte non tenu des éléments non récurrents ou hors trésorerie qui, selon la direction, réduisent la comparabilité de la performance financière de la Société d'une période à l'autre. Ces éléments après impôt peuvent notamment comprendre les profits ou pertes de couverture latents, les pertes de valeur, les charges de restructuration, les profits ou pertes de change hors exploitation, les profits ou pertes sur les sorties d'actifs, l'impôt lié aux sorties d'actifs et les ajustements nécessaires à la normalisation de l'incidence de l'impôt sur le résultat calculé au moyen du taux d'impôt effectif annuel estimé.

(en millions de dollars)	2015					2014					2013
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	(5 165) \$	(612) \$	(1 236) \$	(1 610) \$	(1 707) \$	3 392 \$	198 \$	2 807 \$	271 \$	116 \$	236 \$
(Ajout)/déduction après impôt :											
Profits (pertes) de couverture latent(e)s	(244)	(66)	107	(187)	(98)	306	341	160	8	(203)	(232)
Pertes de valeur	(4 130)	(514)	(1 066)	(1 328)	(1 222)	-	-	-	-	-	(16)
Charges de restructuration ¹⁾	(45)	(5)	(20)	(10)	(10)	(24)	(4)	(5)	(5)	(10)	(64)
Profits (pertes) de change hors exploitation	(702)	(96)	(212)	114	(508)	(407)	(151)	(218)	156	(194)	(282)
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs	9	-	(2)	1	10	2 523	(11)	2 399	135	-	-
Ajustements au titre de l'impôt	8	(42)	(19)	(33)	102	(8)	(12)	190	(194)	8	28
Résultat d'exploitation ¹⁾	(61) \$	111 \$	(24) \$	(167) \$	19 \$	1 002 \$	35 \$	281 \$	171 \$	515 \$	802 \$

- 1) Aux fins de la mise en œuvre continue de la stratégie d'Encana, des changements à sa structure organisationnelle ont été établis de façon formelle au deuxième trimestre de 2015 et ont donné lieu à la révision du résultat d'exploitation du premier trimestre de 2015 de sorte à exclure les charges de restructuration engagées dans ces trois mois.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures, constituent une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste les produits des activités ordinaires des activités au Canada et aux États-Unis, après déduction des redevances sur la production, des impôts miniers et des autres taxes, des charges de transport et de traitement, des charges d'exploitation et de l'incidence des profits et pertes de couverture réalisés. La direction surveille les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures, car ils reflètent la performance opérationnelle de la Société et permettent d'évaluer la mesure dans laquelle s'élargissent les marges dégagées par la production de ses biens. Un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures, et des mesures conformes aux PCGR est présenté à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion. Le tableau ci-dessous présente le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont d'Encana.

(en millions de dollars)	2015					2014					2013
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont											
Activités au Canada	988 \$	204 \$	200 \$	171 \$	413 \$	2 146 \$	341 \$	477 \$	447 \$	881 \$	1 681 \$
Activités aux États-Unis	1 276	348	331	308	289	1 772	480	505	353	434	1 511
	2 264 \$	552 \$	531 \$	479 \$	702 \$	3 918 \$	821 \$	982 \$	800 \$	1 315 \$	3 192 \$
(Ajouter) déduire : Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s											
Activités au Canada	495 \$	129 \$	109 \$	101 \$	156 \$	(56) \$	49 \$	19 \$	(49) \$	(75) \$	276 \$
Activités aux États-Unis	425	162	108	63	92	(25)	78	11	(49)	(65)	264
	920 \$	291 \$	217 \$	164 \$	248 \$	(81) \$	127 \$	30 \$	(98) \$	(140) \$	540 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures											
Activités au Canada	493 \$	75 \$	91 \$	70 \$	257 \$	2 202 \$	292 \$	458 \$	496 \$	956 \$	1 405 \$
Activités aux États-Unis	851	186	223	245	197	1 797	402	494	402	499	1 247
	1 344 \$	261 \$	314 \$	315 \$	454 \$	3 999 \$	694 \$	952 \$	898 \$	1 455 \$	2 652 \$

Revenu d'exploitation net

Le revenu d'exploitation net est une mesure couramment utilisée dans le secteur pétrolier et gazier pour évaluer la performance opérationnelle par produit, et il est calculé en établissant les revenus générés par les produits, déduction faite des redevances et des coûts engagés pour les livrer sur le marché, ce qui inclut les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes, les charges de transport et de traitement et les charges d'exploitation. La rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion présente le calcul du revenu d'exploitation net.

Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette

Le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette est une mesure non conforme aux PCGR que suit la direction parce qu'elle la considère comme un indicateur de la santé financière générale de la Société. Les flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette représentent une mesure non conforme aux PCGR et correspondent aux flux de trésorerie des 12 derniers mois, compte non tenu de la charge d'intérêts après impôt.

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Dette	5 363 \$	7 340 \$	7 124 \$
Flux de trésorerie	1 430	2 934	2 581
Charge d'intérêts après impôt	452	486	421
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1 882 \$	3 420 \$	3 002 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	2,8 x	2,1 x	2,4 x

Ratio dette/capitaux permanents ajustés

Le ratio dette/capitaux permanents ajustés, une mesure non conforme aux PCGR, suppose l'ajustement des capitaux permanents de sorte 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 les conventions régissant ses facilités de crédit et 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 pour 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 en lien avec l'adoption, le 1^{er} janvier 2012, des PCGR des États-Unis.

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Dette	5 363 \$	7 340 \$	7 124 \$
Total des capitaux propres	6 167	9 685	5 147
Ajustement des capitaux propres pour prendre en compte les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011	7 746	7 746	7 746
Capitaux permanents ajustés	19 276 \$	24 771 \$	20 017 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	28 %	30 %	36 %

Énoncés prospectifs

Le présent document renferme certains énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs »), au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs comprennent notamment ceux qui suivent :

- les flux de trésorerie prévus
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie prévus
- le produit prévu provenant des sorties d'actifs annoncées, l'utilisation du produit de ces transactions, le respect des conditions de clôture et le calendrier de clôture de ces transactions
- les opérations de couverture prévues et les résultats prévus des activités de gestion des risques
- les projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2016 et les attentes concernant l'atteinte des objectifs
- la croissance à long terme de la valeur pour les actionnaires
- les prix prévus du pétrole, du gaz naturel et des LGN
- les économies d'intérêts futures attendues
- les efficacités attendues dans l'avenir sur le plan des coûts et de l'exploitation
- l'attente selon laquelle la Société financera ses engagements et obligations en 2016 par ses flux de trésorerie, sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie
- la gestion des risques, dont l'incidence de changements au régime de redevances
- la souplesse des programmes de dépenses d'investissement
- les estimations des réserves et des ressources
- la production et le type de produits attendus
- les produits des activités ordinaires et les charges d'exploitation prévus
- l'expansion des futurs services intermédiaires
- l'incidence que pourraient avoir les lois et règlements environnementaux et les modifications apportées aux lois et aux règlements et l'ampleur des dépenses entraînées
- la souplesse et la rigueur sur le plan financier, l'accès à de la trésorerie et à des équivalents de trésorerie ainsi qu'à d'autres modes de financement, la capacité de la Société de s'acquitter de ses obligations financières, de gérer sa dette et ses ratios financiers ainsi que de financer sa croissance, et le respect des clauses restrictives de nature financière
- l'incidence sur Encana d'une révision à la baisse de sa cote de crédit
- l'accès à la facilité de crédit de la Société
- le dividende annualisé prévu pour 2016 de même que la déclaration et le versement de dividendes futurs, le cas échéant
- les escomptes futurs éventuels accordés relativement au RRD
- les énoncés concernant les pertes de valeur futures découlant de tests de plafonnement du coût entier
- l'évolution continue du modèle de centre névralgique de zones de ressources de la Société de sorte à rehausser la productivité et les efficacités au chapitre des coûts
- les énoncés portant sur les objectifs stratégiques de la Société
- la suffisance de la charge d'impôt de la Société et de sa provision au titre des actions en justice
- le produit prévu et les avantages futurs que devraient générer diverses ententes de coentreprise, de partenariat et autres
- l'incidence éventuelle ainsi que le calendrier des prises de position, des modifications des règles et des normes comptables

Les lecteurs sont priés de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs qui, par essence, mettent en jeu de nombreuses hypothèses et de nombreux risques et incertitudes qui peuvent accroître la possibilité que les déclarations ne se réalisent pas ou que les résultats diffèrent sensiblement de ceux qui sont reflétés de façon explicite ou implicite dans ces énoncés. Ces hypothèses comprennent notamment ce qui suit :

- la réalisation d'une production moyenne pour 2016 se situant entre 1,30 Gpi³/j et 1,40 Gpi³/j de gaz naturel et entre 120 kb/j et 130 kb/j de liquides
- l'accès à des activités de couverture rentables et la faisabilité du programme de gestion des risques
- l'efficacité du modèle de centre névralgique de zones de ressources à générer de plus grandes efficacités sur le plan de la productivité et des coûts
- les résultats des initiatives axées sur l'innovation
- l'attente selon laquelle les contreparties s'acquitteront de leurs obligations aux termes d'ententes de prestation de services de collecte et de commercialisation ainsi que de services du secteur intermédiaire
- l'accès aux installations de transport et de traitement dans les régions où Encana exerce ses activités
- la capacité de remplir certaines conditions de clôture, la conclusion fructueuse des transactions visant les sorties d'actifs annoncées, ainsi que la valeur des ajustements postérieurs à la clôture et d'autres ajustements y afférents
- les attentes et projections formulées à la lumière des résultats passés d'Encana et de sa perception des tendances historiques et généralement conformes à ceux-ci, y compris à l'égard du rythme des avancées technologiques, des avantages obtenus et des attentes générales du secteur

Les risques et incertitudes qui peuvent influencer sur les activités de la Société comprennent notamment ce qui suit : la capacité de la Société de générer suffisamment de flux de trésorerie pour s'acquitter de ses obligations; les risques inhérents à la clôture des sorties d'actifs annoncées et leur réalisation en temps voulu ainsi que les ajustements pouvant réduire le produit prévu et la valeur pour Encana; la volatilité des prix des marchandises; la capacité d'assurer convenablement le transport des produits et des réductions de pipelines potentielles; la fluctuation des dividendes à verser, le cas échéant, et l'intention du conseil d'administration d'Encana de déclarer et de verser des dividendes; 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'une baisse de la cote de crédit, notamment si les titres de la Société devaient cesser d'être considérés comme de premier ordre, et l'effet d'une telle décote sur l'accès aux marchés financiers et à d'autres sources de liquidités; les fluctuations des taux de change et d'intérêt; les hypothèses fondées sur les prévisions de la Société pour 2016; l'impossibilité d'obtenir les résultats escomptés des initiatives de réduction des coûts et d'amélioration de l'efficacité; les risques inhérents aux activités de commercialisation; les risques liés à la technologie; la modification ou l'interprétation des lois et règlements régissant les redevances, les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le dioxyde de carbone, la comptabilité et d'autres lois et règlements; 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 de ressources et d'autres sources qui ne sont pas actuellement 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 liés à la sortie passée ou future de certains actifs ou d'autres opérations ou à la réception de montants prévus aux conventions liées aux opérations (de telles opérations peuvent comprendre des investissements de tiers, des accords d'affermage ou des partenariats, désignés de temps à autre par Encana comme « partenariats » ou « coentreprises », et les fonds reçus relativement à ces opérations qu'Encana qualifiera de temps à autre de « produit », « de prix d'achat différé » ou de « portage », et ce, quelle que soit leur forme juridique) parce que diverses conditions n'auront pas été satisfaites; et d'autres risques et incertitudes ayant une incidence sur les activités d'Encana tel qu'il est décrit de temps à autre dans le rapport de gestion, les états financiers, la notice annuelle et le formulaire 40-F les plus récents, déposés sur SEDAR et sur EDGAR.

Bien qu'Encana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Les lecteurs sont priés de noter que les hypothèses, les risques et les incertitudes dont il est question ci-dessus ne constituent pas une liste exhaustive. Les énoncés prospectifs sont en date du présent document et, sauf si la loi l'exige, Encana ne s'engage nullement à les mettre à jour ou à les réviser. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont expressément visés par les présentes mises en garde.

Encana est tenue de faire état des événements et circonstances qui sont survenus dans la période visée par le présent rapport de gestion et qui pourraient raisonnablement faire en sorte que ses résultats réels s'écartent sensiblement des principaux éléments présentés dans les énoncés prospectifs pour une période qui n'est pas encore achevée et qu'Encana a déjà publiés, ainsi que les différences prévues qui pourraient en résulter. Ces renseignements figurent dans le communiqué d'Encana daté du 24 février 2016, lequel peut être consulté sur son site Web à www.encana.com, sur SEDAR à www.sedar.com et sur EDGAR à www.sec.gov.

Informations sur le pétrole et le gaz

Le Règlement 51-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières impose des normes de communication de l'information sur le pétrole et le gaz aux sociétés ouvertes canadiennes exerçant des activités pétrolières et gazières. Les données conformes au protocole canadien figurent à l'Annexe A et à la rubrique « Description de l'activité » de la notice annuelle de la Société. Par ailleurs, certaines informations fournies ont été préparées conformément aux exigences d'information des États-Unis. Les données conformes au protocole américain de la Société sont présentées à la note 27 (non auditée) annexe aux états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et à l'Annexe D de sa notice annuelle.

Une description des principales différences entre les obligations de communication de l'information aux termes des normes canadiennes et des normes américaines figure à la rubrique « Réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » de la notice annuelle.

Conversion des unités de mesure du gaz naturel, du pétrole et des LGN

La conversion des volumes de gaz naturel en bep est effectuée à raison de 6 000 pieds cubes de gaz pour un baril. Les bep sont calculés au moyen d'une méthode de conversion générique utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représentent pas une équivalence économique valable à la tête du puits. Les lecteurs sont priés de noter que les bep peuvent être trompeurs, surtout lorsqu'ils sont pris isolément.

Zone et zone de ressources

Encana utilise l'expression « zone » pour décrire une zone de ressources, une formation géologique ou une zone classique, et l'expression « zone de ressources » pour décrire un gisement d'hydrocarbures qu'elle sait exister sur une vaste étendue aréale ou le long d'une coupe verticale épaisse qui, par rapport à une zone classique, présente habituellement un risque moins important sur le plan géologique ou commercial ainsi qu'un taux d'épuisement moyen plus faible.

Renseignements supplémentaires

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires sur Encana Corporation dans les documents publics de la Société, y compris sa notice annuelle, sur SEDAR à www.sedar.com, sur EDGAR à www.sec.gov et sur le site Web de la Société, à l'adresse www.encana.com.