



Encana Corporation

Rapport de gestion

Exercice clos le 31 décembre 2014

(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 2014 (« états financiers consolidés ») ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

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 3 mars 2015.

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 »); 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 »); et 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 des projets évolutifs et stratégiques 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, qui met en jeu des installations de production hautement intégrées, permet la mise en valeur des ressources par le forage de puits multiples à partir de plates-formes d'exploitation centrales. La Société parvient à comprimer constamment ses coûts 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 23 annexe aux états financiers consolidés renferment d'autres renseignements concernant les positions de la Société sur les prix des marchandises au 31 décembre 2014.

De plus amples renseignements sur les résultats attendus d'Encana se trouvent dans ses prévisions pour 2015, 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 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.

Aperçu des résultats

Faits saillants

Résultats d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :

- Flux de trésorerie de 2 934 M\$, résultat d'exploitation de 1 002 M\$ et résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires de 3 392 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,59 \$ le kpi³, prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 86,03 \$/b et prix moyen obtenu pour les LGN de 48,09 \$/b.
- Production moyenne de gaz naturel de 2 350 Mpi³/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 86,8 kb/j.
- Profit sur les sorties d'actifs d'environ 3,4 G\$ avant impôt, profit découlant surtout de la vente de la participation d'Encana dans PrairieSky Royalty Ltd. (« PrairieSky »), des actifs que la Société détenait à Bighorn et des biens de Jonah.
- Versement de dividendes de 0,28 \$ par action.
- Remboursements sur la dette à long terme et autres remboursements totalisant quelque 2,5 G\$ et financés par les fonds en caisse et par un prélèvement de 1,3 G\$ sur la facilité de crédit renouvelable de la Société.
- Trésorerie et équivalents de trésorerie de 338 M\$ à la fin de l'exercice.

Principaux faits nouveaux survenus dans l'exercice clos le 31 décembre 2014 :

- La réalisation, le 13 novembre 2014, de l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Athlon Energy Inc. (« Athlon ») pour la somme de 5,93 G\$, ou 58,50 \$ par action. Dans le cadre de l'acquisition, Encana a également 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\$. Encana a financé cette acquisition au moyen de ses fonds en caisse. Le 16 décembre 2014, Encana a procédé au remboursement des billets de premier rang d'Athlon. Les principales activités de celle-ci consistaient en l'acquisition et la mise en valeur de biens pétroliers et gaziers situés dans le bassin permien au Texas.
- La réalisation, le 26 septembre 2014, du reclassement de 70,2 millions d'actions ordinaires de PrairieSky au prix de 36,50 \$ CA l'action ordinaire, ce qui a généré un produit total brut d'environ 2,6 G\$ CA, et la comptabilisation d'un profit sur cette sortie d'actifs de quelque 2,1 G\$ avant impôt. Par suite de ce reclassement, Encana ne détient plus de participation dans PrairieSky.

Au cours du deuxième trimestre de 2014, Encana a procédé au premier appel public à l'épargne de PrairieSky, lequel visait l'émission de 59,8 millions d'actions ordinaires de celle-ci au prix de 28,00 \$ CA chacune, pour un produit total brut d'environ 1,67 G\$ CA. Après cette émission, Encana détenait 70,2 millions d'actions ordinaires de PrairieSky, ce qui représentait une participation de 54 % dans celle-ci.

- L'acquisition, le 20 juin 2014, de certains biens dans la formation de schiste Eagle Ford (« Eagle Ford »), dans le sud du Texas, en contrepartie d'environ 2,9 G\$, après les ajustements de clôture. La date d'entrée en vigueur de cette transaction a été le 1^{er} avril 2014.
- La réalisation, le 30 septembre 2014, de la vente des actifs de la Société à Bighorn, dans le centre-ouest de l'Alberta, en contrepartie d'environ 1,7 G\$, après les ajustements de clôture, et la constatation d'un profit sur cette sortie d'actifs de quelque 1,0 G\$ avant impôt. La date d'entrée en vigueur de cette transaction a été le 1^{er} mai 2014.
- La conclusion, le 12 mai 2014, de la vente des biens de Jonah, au Wyoming, en contrepartie d'un produit d'environ 1,6 G\$, après les ajustements de clôture, et la constatation d'un profit sur cette sortie d'actifs de quelque 209 M\$ avant impôt.

- La conclusion, le 19 juin 2014, de la majeure partie de la vente de certains biens d'East Texas en contrepartie d'un produit d'environ 425 M\$, et la réalisation, le 30 septembre 2014, du reste de la transaction, pour un produit de quelque 70 M\$.
- La réalisation d'une offre publique d'achat en trésorerie et la sollicitation de consentements visant les billets, à 5,80 %, échéant le 1^{er} mai 2014 et d'un montant de 1,0 G\$ de la Société et le remboursement de tous les billets qui n'avaient pas été déposés aux termes de l'offre.
- L'annonce, le 8 octobre 2014, d'une entente avec Ember Resources Inc. en vue de la vente de certains actifs à Clearwater, dans le centre et le sud de l'Alberta. La vente englobe la participation directe de la Société dans des terrains d'une superficie d'environ 1,2 million d'acres nettes ainsi que plus de 6 800 puits productifs. Encana conserve une participation directe dans environ 1,1 million d'acres nettes à Clearwater. Cette vente a été conclue le 15 janvier 2015 et un produit d'environ 556 M\$ CA, après les ajustements de clôture, a été reçu.
- L'annonce, le 22 décembre 2014, d'une entente avec Veresen Midstream Limited Partnership en vue de la vente de certains actifs de collecte et de compression du gaz naturel dans le nord-est de la Colombie-Britannique pour une contrepartie en trésorerie nette d'environ 412 M\$ CA qui sera versée à Encana. Cette transaction devrait être menée à terme au premier trimestre de 2015, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation et du respect des conditions de clôture d'usage.

Par suite de la mise en œuvre de la stratégie annoncée en novembre 2013, les résultats de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 reflètent ce qui suit :

- L'acquisition de biens dans Eagle Ford et le bassin permien, ce qui a accru fortement les réserves de pétrole de la Société.
- La vente des biens à forte pondération en gaz naturel de Jonah, d'East Texas et de Bighorn.
- La réalisation du premier appel public à l'épargne visant des actions ordinaires de PrairieSky et le reclassement de telles actions, ce qui a procuré des fonds qui pourront servir à financer des acquisitions futures.
- Des dépenses d'investissement axées sur sept actifs qui sont source de croissance et totalisant environ 2,2 G\$, soit 86 % du total des dépenses d'investissement.
- Un volume de production de pétrole et de LGN de 86,8 kb/j, ce qui dénote une hausse de 61 % en regard de celui de 2013. La moyenne des volumes de production de pétrole et de LGN a représenté 18 % du total de la production de 2014, contre 10 % en 2013.
- Des réductions des charges d'exploitation et administratives totalisant environ 150 M\$, ce qui est imputable à la compression de la main-d'œuvre et à l'efficacité opérationnelle, et dont quelque 45 M\$ se rapportent aux charges d'exploitation, 35 M\$ aux charges administratives et 70 M\$ aux dépenses en immobilisations.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014					2013					2012
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie ¹⁾ par action – dilués	2 934 \$ 3,96	377 \$ 0,51	807 \$ 1,09	656 \$ 0,89	1 094 \$ 1,48	2 581 \$ 3,50	677 \$ 0,91	660 \$ 0,89	665 \$ 0,90	579 \$ 0,79	3 537 \$ 4,80
Résultat d'exploitation ¹⁾ par action – dilué	1 002 1,35	35 0,05	281 0,38	171 0,23	515 0,70	802 1,09	226 0,31	150 0,20	247 0,34	179 0,24	997 1,35
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires par action – de base et dilué	3 392 4,58	198 0,27	2 807 3,79	271 0,37	116 0,16	236 0,32	(251) (0,34)	188 0,25	730 0,99	(431) (0,59)	(2 794) (3,79)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	8 019	2 254	2 285	1 588	1 892	5 858	1 423	1 392	1 984	1 059	5 160
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s avant impôt	(91)	124	28	(102)	(141)	544	174	175	52	143	2 161
Profits (pertes) de couverture latent(e)s avant impôt	444	489	231	9	(285)	(345)	(301)	(128)	469	(385)	(1 465)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont	3 918	821	982	800	1 315	3 192	901	794	788	709	4 084
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, déduction faite des profits et pertes de couverture réalisés ¹⁾	3 999	694	952	898	1 455	2 652	728	622	737	565	1 931
Dépenses d'investissement	2 526	857	598	560	511	2 712	717	641	639	715	3 476
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net ²⁾	(1 329)	50	(2 007)	652	(24)	(521)	(72)	(51)	(312)	(86)	(3 664)
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	408	(480)	209	96	583	(131)	(40)	19	26	(136)	61
Pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier après impôt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3 179)
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs après impôt	2 523	(11)	2 399	135	-	-	-	-	-	-	-
Total de l'actif	24 621					17 648					18 700
Total de la dette	7 340					7 124					7 675
Trésorerie et équivalents de trésorerie	338					2 566					3 179
Volumes de production											
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	2 350	1 861	2 199	2 541	2 809	2 777	2 744	2 723	2 766	2 877	2 981
Pétrole et LGN (kb/j)											
Pétrole	49,4	68,8	62,1	34,2	32,1	25,8	33,0	27,2	22,9	20,0	17,6
LGN	37,4	37,6	41,9	34,0	35,8	28,1	33,0	31,0	24,7	23,5	13,4
Total pour le pétrole et les LGN	86,8	106,4	104,0	68,2	67,9	53,9	66,0	58,2	47,6	43,5	31,0
Total de la production (kbep/j)	478,5	416,7	470,6	491,8	536,1	516,7	523,4	512,1	508,6	523,0	527,9
Composition de la production (%)											
Gaz naturel	82	74	78	86	87	90	87	89	91	92	94
Pétrole et LGN	18	26	22	14	13	10	13	11	9	8	6

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

2) Compte non tenu de l'incidence de la sortie de PrairieSky et de l'acquisition d'Athlon, tel qu'il est précisé à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

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 hors trésorerie 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. Ce résultat est également touché par les transactions d'acquisition et de sortie d'actifs, lesquelles sont décrites à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

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 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 »). La perte de valeur hors trésorerie découlant du test de plafonnement du coût entier après impôt en 2012 a découlé essentiellement du recul de la moyenne des prix du gaz naturel des 12 derniers mois.

Dans la dernière moitié de 2014, les prix des marchandises ont, dans l'ensemble, baissé. D'autres réductions des prix des marchandises moyens des 12 derniers mois pourraient réduire la valeur des réserves prouvées et exiger la constatation, dans l'avenir, de pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier. En outre, des changements des estimations des réserves, des coûts de mise en valeur futurs, des coûts incorporés et des coûts des biens non prouvés pourraient se traduire ultérieurement par de telles pertes de valeur. Le produit tiré des sorties d'actifs pétroliers et gaziers est habituellement retranché des coûts incorporés et peut atténuer le risque associé aux pertes de valeur découlant des tests de plafonnement.

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2014 et de 2013

Les flux de trésorerie se sont établis à 377 M\$, ayant diminué de 300 M\$ dans le trimestre clos le 31 décembre 2014, leur baisse étant essentiellement imputable aux principaux éléments suivants :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 3,94 \$ le kpi^3 , contre 3,69 \$ le kpi^3 dans la même période de 2013, ce qui témoigne de la montée des prix de référence à l'AECO et à la NYMEX. La progression des prix touchés pour le gaz naturel a accru de 44 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 57,35 \$ le baril, contre 65,58 \$ 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 105 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 883 Mpi^3/j pour se situer à 1 861 Mpi^3/j , contre 2 744 Mpi^3/j au trimestre correspondant de 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. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 303 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 40,4 kb/j pour atteindre 106,4 kb/j, comparativement à 66,0 kb/j au même trimestre de 2013, ce qui s'explique essentiellement par les acquisitions et par les bons résultats des programmes de forage menés dans des zones gazières riches en liquides et en pétrole, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par les sorties d'actifs et par la vente de la participation de la Société dans PrairieSky. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 267 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 124 M\$, comparativement à 174 M\$ dans le même trimestre de 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 49 M\$ en raison surtout 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 la hausse des volumes de liquides qui ont été traités.

- Les charges administratives ont diminué de 109 M\$ grâce surtout à un recul de 68 M\$ des charges de restructuration. Leur baisse 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.
- La charge d'intérêts a augmenté de 113 M\$ en raison principalement d'un paiement non récurrent associé au remboursement anticipé des billets de premier rang repris dans le cadre de l'acquisition d'Athlon.
- Les autres charges se sont accrues de 56 M\$ en raison surtout des coûts de transaction, d'un montant de 31 M\$, associés à l'acquisition d'Athlon. Leur hausse reflète également des charges de remise en état hors trésorerie associées à des biens non productifs.
- Une charge d'impôt exigible de 2 M\$ a été constatée, alors qu'une économie de 25 M\$ l'a été 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 s'est établi à 35 M\$, ayant reculé de 191 M\$ en raison principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». L'accroissement de la dotation aux amortissements et à l'épuisement, un profit de change à la réévaluation d'autres actifs monétaires, la diminution des coûts de la rémunération à long terme ainsi que l'impôt différé ont également influé sur le résultat d'exploitation dégagé au quatrième trimestre 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 198 M\$, a progressé de 449 M\$ grâce principalement aux profits de couverture latents ainsi qu'aux éléments analysés aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat d'exploitation ». Le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires du quatrième trimestre de 2014 a également été touché par l'impôt différé.

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, leur hausse étant essentiellement imputable aux principaux éléments suivants :

- 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 gazières riches en liquides et en pétrole, ce qui a été contrebalancé en partie par les sorties d'actifs et par la vente de la participation de la Société dans 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 124 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, une perte de change hors exploitation après impôt plus élevée et l'impôt différé.

Comparaison de 2013 et de 2012

Les flux de trésorerie se sont établis à 2 581 M\$, ayant fléchi de 956 M\$ dans l'exercice clos le 31 décembre 2013, leur baisse étant essentiellement imputable aux principaux éléments suivants :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 3,57 \$ le kpi³, contre 2,83 \$ le kpi³ en 2012, ce qui témoigne de la montée des prix de référence, laquelle a accru de 790 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 67,30 \$ le baril, comparativement à 75,12 \$ le baril en 2012, ce qui a affaibli de 168 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 204 Mpi³/j pour se situer à 2 777 Mpi³/j, contre 2 981 Mpi³/j en 2012. Cette diminution a découlé essentiellement du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides et a comprimé son programme de dépenses d'investissement et qu'il s'est produit des baisses normales de rendement. Ces facteurs ont été annulés en partie par le fait que la fermeture de puits en 2012 a réduit la production dans cet exercice, par les résultats fructueux des programmes de forage et par la production réalisée aux installations de production de gaz naturel extracôtières Deep Panuke en 2013. Le repli des volumes de gaz naturel a comprimé de 208 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 22,9 kb/j pour atteindre 53,9 kb/j, comparativement à 31,0 kb/j en 2012, ce qui s'explique essentiellement par les bons résultats des

programmes de forage menés dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides, par l'extraction de volumes supplémentaires de liquides qui ont été traités dans des installations de tiers et par les volumes additionnels de LGN auxquels ont donné lieu de nouveaux contrats de collecte et traitement et ceux qui ont été renégociés. L'élargissement des volumes de pétrole et de LGN a accru de 640 M\$ les produits des activités ordinaires.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 544 M\$, comparativement à 2 161 M\$ en 2012.
- Les charges de transport et de traitement ont augmenté de 245 M\$ en raison surtout des coûts associés à la hausse des volumes traités dans des installations de tiers, des volumes additionnels de LGN auxquels ont donné lieu de nouveaux contrats de collecte et de traitement et ceux qui ont été renégociés, des coûts associés aux installations de production de gaz naturel extracôtières Deep Panuke et de l'accroissement des coûts fermes de traitement.
- Les charges d'exploitation ont monté de 65 M\$ à cause surtout du fait que la Société a mis davantage l'accent sur de nouvelles zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides.
- Les charges administratives ont augmenté à cause principalement des charges de restructuration dont il est fait mention à la rubrique « Autres résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Le résultat d'exploitation s'est dégagé à 802 M\$, accusant ainsi une baisse de 195 M\$ qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie », ce qui a été atténué par la diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et par le repli de l'impôt différé. Le résultat d'exploitation ne tient pas compte des charges de restructuration, tel qu'il est décrit à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Le résultat net a été positif, se situant à 236 M\$, comparativement à une perte nette de 2 794 M\$ en 2012, ce qui a découlé essentiellement du fait qu'en 2012, des pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier après impôt de 3 179 M\$ ont été inscrites, facteur contrebalancé en partie par les éléments analysés aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat d'exploitation ». Le résultat net de 2013 a également été touché par un recul de 770 M\$ des pertes de couverture latentes après impôt, ce qui a été atténué par une perte de change hors exploitation après impôt et par l'accroissement des charges administratives en raison des charges de restructuration.

Prix et taux de change

(moyenne de la période)	2014					2013					2012
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Prix obtenus par Encana											
Compte tenu des couvertures											
Gaz naturel (\$/kpi ³)	4,59 \$	4,16 \$	4,03 \$	4,08 \$	5,82 \$	4,09 \$	4,34 \$	4,00 \$	4,17 \$	3,86 \$	4,82 \$
Pétrole et LGN (\$/b)											
Pétrole	86,03	80,38	90,22	89,55	86,34	88,19	85,39	90,42	88,27	89,71	84,06
LGN	48,09	40,87	48,76	49,39	53,79	48,95	48,59	46,35	49,63	52,24	63,37
Total pour le pétrole et les LGN	69,70	66,40	73,50	69,53	69,19	67,75	67,01	66,95	68,25	69,45	75,12
Total (\$/bep)	35,21	35,55	35,06	30,75	39,22	29,05	31,23	28,85	29,08	27,00	31,62
Compte non tenu des couvertures											
Gaz naturel (\$/kpi ³)	4,78	3,94	3,88	4,46	6,37	3,57	3,69	3,26	3,99	3,35	2,83
Pétrole et LGN (\$/b)											
Pétrole	81,71	66,38	90,18	92,93	86,43	87,25	82,54	96,09	85,89	84,46	84,06
LGN	48,09	40,87	48,76	49,39	53,79	48,95	48,59	46,35	49,63	52,24	63,37
Total pour le pétrole et les LGN	67,24	57,35	73,48	71,23	69,23	67,30	65,58	69,60	67,10	67,04	75,12
Total (\$/bep)	35,67	32,25	34,36	32,93	42,12	26,20	27,63	25,23	27,99	23,97	20,40
Prix de référence du gaz naturel											
NYMEX (\$/MBtu)	4,41	4,00	4,06	4,67	4,94	3,65	3,60	3,58	4,09	3,34	2,79
AECO (\$ CA/kpi ³)	4,42	4,01	4,22	4,68	4,76	3,16	3,15	2,82	3,59	3,08	2,40
Algonquin City Gate (\$/MBtu) ¹⁾	8,06	4,99	2,97	4,23	20,28	6,97	7,80	3,98	4,63	11,56	3,94
Écart de base (\$/MBtu)											
AECO/NYMEX	0,39	0,44	0,16	0,40	0,60	0,57	0,59	0,89	0,56	0,27	0,38
Prix de référence du pétrole											
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	93,00	73,15	97,17	102,99	98,68	97,97	97,46	105,81	94,17	94,36	94,21
Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)	94,57	75,69	97,16	105,61	99,83	93,11	86,58	103,65	92,67	87,43	87,02
Taux de change											
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA	0,905	0,881	0,918	0,917	0,906	0,971	0,953	0,963	0,977	0,992	1,000

1) Le prix de référence Algonquin City Gate reflète le prix quotidien moyen des ventes de la production provenant du Canada Atlantique. L'exploitation des installations Deep Panuke de la Société, qui sont situées dans cette région, a débuté au quatrième trimestre de 2013.

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 2014, le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, rend compte de la hausse 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. L'exploitation commerciale des installations de production de gaz naturel extracôtières Deep Panuke a débuté en décembre 2013.

Le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son pétrole en 2014, compte non tenu des couvertures, reflète des prix de référence généralement moins élevés que ceux de 2013. Les activités de couverture ont ajouté 4,32 \$ le baril au prix moyen obtenu pour le pétrole en 2014.

En 2013, 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 2012. Les activités de couverture ont fait augmenter de 0,52 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu pour le gaz naturel en 2013. Le prix moyen qu'Encana a touché pour son pétrole en 2013, compte non tenu des couvertures, reflète également la montée des prix de référence. Les activités de couverture ont ajouté 0,94 \$ le baril au prix moyen obtenu pour le pétrole en 2013. Le prix des LGN que la Société a réalisé en 2013 témoigne de la proportion moins élevée de condensats dans la composition totale des LGN, condensats qui se vendent à meilleurs prix.

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 courbes 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.

Au 31 décembre 2014, Encana avait couvert environ 1 062 Mpi³/j de sa production de gaz naturel prévue pour 2015, au prix moyen de 4,29 \$ le kpi³, par voie de contrats à prix fixe à la NYMEX. Encana avait également couvert environ 12,3 kb/j de sa production de pétrole projetée pour 2015 en ayant recours à des contrats à prix fixe sur le WTI, au prix moyen de 92,88 \$ le baril, et environ 1,2 kb/j de sa production de pétrole projetée pour 2016 à un prix moyen de 92,35 \$ le baril. Au 24 février 2015, Encana avait couvert environ 1 044 Mpi³/j de sa production de gaz naturel projetée pour février à décembre 2015, au prix moyen de 4,29 \$ le kpi³, par voie de contrats à prix fixe à la NYMEX. En outre, Encana avait couvert environ 55,3 kb/j de sa production de pétrole projetée pour février à décembre pour 2015 en ayant recours à des contrats à prix fixe sur le WTI, au prix moyen de 62,18 \$ le baril, et quelque 1,2 kb/j de sa production de pétrole projetée pour 2016 à un prix moyen de 92,35 \$ le baril.

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 0,066 en 2014 par rapport à 2013 et de 0,029 en 2013 par rapport à 2012. 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.

	2014		2013		2012	
	M\$	\$/bep	M\$	\$/bep	M\$	\$/bep
Augmentation (diminution) des éléments suivants :						
Dépenses d'investissement	(100) \$		(45) \$		(18) \$	
Charges de transport et de traitement	(51)	(0,29) \$	(17)	(0,09) \$	(5)	(0,03) \$
Charges d'exploitation	(25)	(0,14)	(10)	(0,05)	(3)	(0,02)
Charges administratives	(23)	(0,13)	(12)	(0,06)	(3)	(0,02)
Dotations aux amortissements et à l'épuisement	(41)	(0,23)	(23)	(0,10)	(8)	(0,04)

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 2014. Les sensibilités aux prix qui sont indiquées ci-dessous sont fondées sur le contexte commercial, les opérations et les volumes de production de 2014. Par conséquent, ces sensibilités pourraient ne pas refléter les résultats financiers d'autres périodes ou de 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 \$/kpi	4 \$	4 \$
Prix du pétrole WTI	+/- 10,00 \$/b	121	83

1) En supposant des changements de cette seule variable, toutes les autres demeurant constantes.

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 2014 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. Les volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalent pétrole à raison de 6 kpi³ pour un baril et selon une méthode d'équivalence énergétique qui s'applique essentiellement au bec du brûleur. Cette méthode ne génère pas une équivalence de valeur 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 26 annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2014. 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.

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 pays ¹⁾ (Prix et coûts prévisionnels; avant redevances)

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Canada	3 752	5 031	6 730	97,2	141,1	126,3
États-Unis	2 712	4 887	6 660	357,6	136,2	156,2
Total	6 463	9 918	13 390	454,7	277,3	282,5

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

Rapprochement des réserves prouvées ¹⁾ (Prix et coûts prévisionnels; avant redevances)

	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbp)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2013	5 031	4 887	9 918	141,1	136,2	277,3	1 930,3
Extensions et récupération améliorée	391	594	986	27,3	30,0	57,3	221,6
Découvertes	28	-	28	4,7	-	4,7	9,4
Révisions techniques	(171)	(662)	(833)	(5,7)	(0,1)	(5,7)	(144,6)
Facteurs économiques	(58)	(69)	(127)	(0,5)	(1,4)	(1,9)	(23,1)
Acquisitions	7	300	307	0,1	257,7	257,8	309,0
Sorties d'actifs	(932)	(1 903)	(2 835)	(56,6)	(42,4)	(99,0)	(571,5)
Production	(544)	(436)	(980)	(13,2)	(22,5)	(35,7)	(199,0)
31 décembre 2014	3 752	2 712	6 463	97,2	357,6	454,7	1 532,0

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

En 2014, les réserves prouvées de gaz naturel avant redevances d'Encana se sont établies à environ 6,5 Tpi³, ayant fléchi de 3,5 Tpi³ par rapport à celles de 2013, ce qui s'explique essentiellement par des sorties d'actifs représentant environ 2,8 Tpi³, la Société ayant cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits. Des extensions, une récupération améliorée et des découvertes d'environ 1,0 Tpi³ ont été en majeure partie annulées par des révisions techniques négatives de quelque 0,8 Tpi³, ce qui a découlé surtout des modifications apportées aux plans de mise en valeur. Les extensions, une récupération améliorée et les découvertes ont remplacé 103 % de la production avant redevances durant l'exercice.

En 2014, les réserves prouvées de pétrole et de LGN avant redevances d'Encana se sont établies à environ 454,7 Mb, ayant augmenté de 177,4 Mb depuis 2013, et ce, en raison surtout d'acquisitions correspondant à environ 257,8 Mb, ce qui a été annulé en partie par des sorties d'actifs représentant quelque 99,0 Mb, la Société ayant cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits. Des extensions, une récupération améliorée et des découvertes d'environ 62,0 Mb ont remplacé 174 % de la production avant redevances au cours de l'exercice.

Réserves prouvées par pays ¹⁾ (Prix et coûts prévisionnels; après redevances)

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Canada	3 252	4 550	6 207	76,2	122,2	113,1
États-Unis	2 270	4 026	5 410	280,3	112,7	127,3
Total	5 522	8 576	11 617	356,5	234,9	240,4

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

Rapprochement des réserves prouvées ¹⁾ (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 2013	4 550	4 026	8 576	122,2	112,7	234,9	1 664,2
Extensions et découvertes	371	475	847	25,4	24,4	49,7	190,8
Révisions ²⁾	(233)	(619)	(852)	(2,8)	(1,8)	(4,6)	(146,6)
Acquisitions	6	231	237	0,1	198,0	198,1	237,5
Sorties d'actifs	(938)	(1 488)	(2 427)	(55,1)	(34,8)	(89,9)	(494,3)
Production	(503)	(355)	(858)	(13,6)	(18,1)	(31,7)	(174,6)
31 décembre 2014	3 252	2 270	5 522	76,2	280,3	356,5	1 276,9

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

2) Tiennent compte de facteurs économiques.

En 2014, les réserves prouvées de gaz naturel après redevances d'Encana se sont établies à environ 5,5 Tpi³, ayant fléchi de 3,1 Tpi³ par rapport à celles de 2013, ce qui s'explique essentiellement par des sorties d'actifs représentant environ 2,4 Tpi³, la Société ayant cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits. Des révisions techniques négatives de quelque 0,9 Tpi³ ont découlé principalement des modifications apportées aux plans de mise en valeur et ont été contrebalancées en partie par des extensions et découvertes d'environ 0,8 Tpi³. Les extensions et les découvertes ont remplacé 99 % de la production après redevances au cours de l'exercice.

En 2014, les réserves prouvées de pétrole et de LGN après redevances d'Encana se sont établies à environ 356,5 Mb, ayant augmenté de 121,6 Mb depuis 2013, et ce, en raison surtout d'acquisitions équivalant à environ 198,1 Mb, ce qui a été annulé en partie par des sorties d'actifs de quelque 89,9 Mb, la Société ayant cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits. Des extensions et des découvertes d'environ 49,7 Mb ont remplacé 157 % 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 2012				
2013	3,75	3,38	90,00	85,00
2014 à 2022	4,25 - 6,27	3,83 - 5,64	92,50 - 104,57	91,50 - 103,57
Par la suite	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an
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

Protocole américain – Quantités des réserves

Réserves prouvées par pays ¹⁾ (Prix moyens des 12 derniers mois; après redevances)

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Canada	3 229	3 975	4 550	77,5	110,2	101,6
États-Unis	2 265	3 877	4 242	284,3	110,6	108,4
Total	5 494	7 852	8 792	361,7	220,8	210,0

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

Rapprochement des réserves prouvées ¹⁾ (Prix moyens des 12 derniers mois; après redevances)

	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
31 décembre 2013	3 975	3 877	7 852	110,2	110,6	220,8
Révisions et récupération améliorée	250	(511)	(261)	5,9	(5,3)	0,5
Extensions et découvertes	385	493	879	27,0	30,2	57,2
Achat de réserves en place	6	234	240	0,1	201,0	201,1
Vente de réserves en place	(885)	(1 473)	(2 358)	(52,1)	(34,1)	(86,2)
Production	(503)	(355)	(858)	(13,6)	(18,1)	(31,7)
31 décembre 2014	3 229	2 265	5 494	77,5	284,3	361,7

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

En 2014, les réserves prouvées de gaz naturel après redevances d'Encana se sont établies à environ 5,5 Tpi³, ayant fléchi de 2,4 Tpi³ par rapport à celles de 2013, ce qui s'explique essentiellement par la vente de réserves en place d'environ 2,4 Tpi³, la Société ayant cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits. Des extensions et des découvertes de quelque 0,9 Tpi³ ont remplacé 102 % de la production, après redevances, au cours de l'exercice.

En 2014, les réserves prouvées de pétrole et de LGN après redevances d'Encana se sont établies à environ 361,7 Mb, ayant augmenté de 140,9 Mb depuis 2013, et ce, en raison surtout de l'achat de réserves en place représentant quelque 201,1 Mb, ce qui a été contrebalancé en partie par la vente de telles réserves représentant environ 86,2 Mb, la Société ayant cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits. Des extensions et des découvertes d'environ 57,2 Mb ont remplacé 180 % 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. Le prix moyen des 12 derniers mois correspond 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⁾				
2012	2,76	2,35	94,71	87,42
2013	3,67	3,14	96,94	93,44
2014	4,34	4,63	94,99	96,40

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

Volumes de production

(moyenne quotidienne, après redevances)	2014	2013	2012
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	2 350	2 777	2 981
Pétrole (kb/j)	49,4	25,8	17,6
LGN (kb/j)	37,4	28,1	13,4
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j)	86,8	53,9	31,0
Total de la production (kbep/j)	478,5	516,7	527,9
Composition de la production (%)			
Gaz naturel	82	90	94
Pétrole et LGN	18	10	6

Volumes de production par zone

(moyenne quotidienne, après redevances)	Gaz naturel (Mpi ³ /j)			Pétrole et LGN (kb/j)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Activités au Canada						
Montney	514	463	404	18,7	10,0	3,9
Duvernay	11	4	1	2,1	0,7	0,2
Autres activités en amont						
Clearwater	292	335	374	8,6	9,9	8,6
Bighorn	158	255	242	7,5	8,9	5,8
Deep Panuke	190	41	-	-	-	-
Autres et nouvelles zones	213	334	338	0,3	0,9	0,9
Total – activités au Canada	1 378	1 432	1 359	37,2	30,4	19,4
Activités aux États-Unis						
Eagle Ford	19	-	-	19,8	-	-
Bassin permien	5	-	-	3,5	-	-
Basin DJ	43	39	41	11,6	8,4	3,1
San Juan	8	3	-	3,9	1,4	0,2
Autres activités en amont						
Piceance	402	455	475	5,0	5,1	2,2
Haynesville	311	348	475	-	-	-
Jonah	100	323	411	1,8	4,7	4,1
East Texas	57	136	167	0,5	1,0	0,5
Autres et nouvelles zones	27	41	53	3,5	2,9	1,5
Total – activités aux États-Unis	972	1 345	1 622	49,6	23,5	11,6
Total des volumes de production	2 350	2 777	2 981	86,8	53,9	31,0
Total des volumes de production – actifs favorisant la croissance	600	509	446	61,4	21,5	8,1

La présentation des volumes de production par zone a été actualisée en fonction de la stratégie commerciale de la Société. Le tableau ci-dessus reflète les acquisitions d'Eagle Ford et de biens dans le bassin permien ainsi que Montney, Duvernay, le bassin DJ et San Juan, qui sont présentés séparément en 2014 puisque Encana concentre désormais ses dépenses d'investissement dans ces actifs, lesquels devraient expressément favoriser sa croissance. De tels actifs comprennent également le schiste marin Tuscaloosa (« SMT »), qui est pris en compte dans les résultats de l'élément Autres et nouvelles zones des activités aux États-Unis. Les autres activités en amont tiennent compte des volumes de production de zones qui, pour le moment, ne font pas partie des priorités stratégiques de la Société ainsi que de zones d'intérêt qui sont actuellement en voie d'évaluation.

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

Comparaison de 2014 et de 2013

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 à cause surtout 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 compensés en partie par la production provenant de Deep Panuke. 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.

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, ce qui a résulté surtout des acquisitions et des programmes de forages fructueux qui ont été menés dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par les sorties d'actifs. 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 de biens dans le bassin permien 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.

Comparaison de 2013 et de 2012

En 2013, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 2 777 Mpi³/j, en baisse de 204 Mpi³/j par rapport à celui de 2012, ce qui a résulté surtout du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides, qu'elle a comprimé son programme de dépenses d'investissement et qu'il s'est produit des baisses normales de rendement, ce qui a atténué en partie par le fait qu'en 2012, des puits avaient été fermés, comprimant ainsi la production. Les volumes des activités au Canada ont augmenté en raison surtout de campagnes de forage fructueuses, des volumes de production provenant de Deep Panuke et du fait que la production avait été réduite en 2012 par la fermeture de puits. Ces facteurs ont été atténués par des baisses normales de rendement et par la vente des actifs de gaz naturel dans la formation Jean Marie. Les volumes des activités aux États-Unis ont fléchi du fait principalement des baisses normales de rendement, ce qui a été contrebalancé en partie par des fermetures de puits en 2012.

En 2013, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 53,9 kb/j, en hausse de 22,9 kb/j par rapport à celui de 2012. Les volumes des activités au Canada ont augmenté grâce essentiellement à l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à Bighorn et à Montney et aux campagnes de forage fructueuses menées à Montney et à Clearwater. Les volumes des activités aux États-Unis se sont élargis en raison surtout des bons résultats des programmes de forage dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides et de nouveaux contrats de collecte et de traitement et de ceux qui ont été renégociés, lesquels ont donné lieu à des volumes supplémentaires de LGN, et ce, surtout, à Piceance et à Jonah.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	2014	2013	2012
Division au Canada	1 226 \$	1 365 \$	1 567 \$
Division aux États-Unis	1 285	1 283	1 727
Optimisation des marchés	-	3	7
Activités non sectorielles et autres	15	61	175
Dépenses d'investissement	2 526	2 712	3 476
Acquisitions	3 016	184	379
Sorties d'actifs	(4 345)	(705)	(4 043)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(1 329)	(521)	(3 664)
Dépenses d'investissement, montant net	1 197 \$	2 191 \$	(188) \$

Dépenses d'investissement par zone

(en millions de dollars)	2014	2013 ¹⁾	2012 ¹⁾
Activités au Canada			
Montney	776 \$	565 \$	416 \$
Duvernay	328	155	224
Autres activités en amont			
Clearwater	48	193	220
Bighorn	22	304	363
Deep Panuke	8	46	55
Autres et nouvelles zones	44	102	289
Total – activités au Canada	1 226 \$	1 365 \$	1 567 \$
Activités aux États-Unis			
Eagle Ford	274 \$	- \$	- \$
Bassin permien	117	-	-
Basin J D	277	181	133
San Juan	287	166	84
Autres activités en amont			
Piceance	48	266	360
Haynesville	51	220	349
Jonah	25	58	116
East Texas	9	106	172
Autres et nouvelles zones	197	286	513
Total des volumes de production	1 285 \$	1 283 \$	1 727 \$
Total des volumes de production – actifs favorisant la croissance	2 160 \$	1 165 \$	1 010 \$

1) Les dépenses de 2013 et de 2012 reflètent le reclassement de coûts d'exploitation incorporés depuis l'élément Autres et nouvelles zones aux zones présentées.

La présentation des dépenses d'investissement par zone a été actualisée en fonction de la stratégie commerciale de la Société. Le tableau ci-dessus reflète les acquisitions d'Eagle Ford et de biens dans le bassin permien ainsi que Montney, Duvernay, le bassin DJ et San Juan, lesquels sont présentés séparément en 2014 puisque Encana concentre désormais ses dépenses d'investissement dans ces actifs, lesquels devraient expressément favoriser sa croissance. De tels actifs comprennent également le SMT, qui est pris en compte dans les résultats de l'élément Autres et nouvelles zones des activités aux États-Unis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les dépenses d'investissement dans le SMT ont totalisé 101 M\$ (98 M\$ en 2013; 153 M\$ en 2012). Les autres activités en amont tiennent compte des dépenses d'investissement consacrées à des zones qui, pour le moment, ne font pas partie des priorités stratégiques de la Société ainsi qu'à des zones d'intérêt qui sont actuellement en voie d'évaluation.

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

2014

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 et le fait qu'elle les concentre dans des projets évolutifs 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. En 2014, les dépenses d'investissement consenties aux actifs qui sont source de croissance pour la Société se sont chiffrées à 2 160 M\$, soit quelque 86 % du total de ses dépenses d'investissement.

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 d'Eagle Ford. Cette acquisition a porté sur environ 45 500 acres nettes situées dans la formation de schiste Eagle Ford, dans le sud du Texas, et a procuré d'importantes réserves de pétrole à la Société. La note 3 annexe aux états financiers consolidés renferme d'autres informations sur cette acquisition, incluant des renseignements financiers pro forma non audités.

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, actifs comprenant des terrains d'une superficie d'environ 360 000 acres nettes ainsi que les participations directes d'Encana dans des pipelines, des installations et des contrats de service.

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 et d'environ 495 M\$ relativement à la vente de certains biens d'East Texas. Les biens de Jonah comprenaient quelque 19 000 acres nettes mises en valeur et 1 200 puits nets ainsi qu'environ 102 000 acres nettes non mises en valeur au Wyoming. Quant aux biens d'East Texas, ils englobaient environ 91 000 acres nettes situées principalement dans les comtés de Leon et Robertson, à 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 donne lieu à un profit ou à une perte et qui porte sur une entreprise, un goodwill y est 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 en 2014

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\$. Cette acquisition a ajouté au portefeuille d'Encana quelque 137 000 acres nettes se trouvant dans le bassin permien au Texas. La juste valeur des actifs acquis a été de 9 405 M\$, incluant des biens prouvés ou non prouvés de 7 462 M\$ et un goodwill de 1 724 M\$. Le goodwill a résulté de l'exigence de constater de l'impôt différé sur l'écart entre la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris et leur valeur fiscale de report respective. La note 3 annexe aux états financiers consolidés renferme d'autres informations sur cette acquisition, incluant des renseignements financiers pro forma non audités.

Sortie de la participation dans PrairieSky

Le 26 septembre 2014, Encana a procédé au reclassement de 70,2 millions d'actions ordinaires de PrairieSky au prix de 36,50 \$ CA l'action ordinaire, ce qui lui a valu un produit brut d'environ 2,6 G\$ CA. 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.

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.

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

2013

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. La mise en valeur s'est poursuivie à Bighorn, Piceance et Haynesville. Les dépenses affectées aux biens qui sont source de croissance ont été concentrées à Montney, Duvernay, le bassin DJ et San Juan.

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 de gaz naturel 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.

2012

En 2012, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 3 476 M\$ et ont servi principalement à mener à bien des campagnes de forage déjà en cours, à réaliser des programmes de forage avec des coentrepreneurs et à accroître les investissements consentis dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides en voie de prospection et de mise en valeur. La mise en valeur s'est poursuivie à Piceance, Haynesville, Bighorn et Clearwater, ainsi que dans des biens qui sont source de croissance, dont Montney, Duvernay, le SMT, le bassin DJ et San Juan. De nouvelles dépenses d'investissement ont été consenties en 2012 à d'autres zones et nouvelles zones.

Acquisitions

Les acquisitions réalisées en 2012 ont totalisé 139 M\$ pour les activités au Canada et 240 M\$ pour les activités aux États-Unis et ont été essentiellement sous forme d'achats de terrains et de biens présentant un potentiel de production riche en pétrole et en liquides.

Sorties d'actifs

En 2012, les sorties d'actifs se sont chiffrées à 3 770 M\$ pour les activités au Canada et à 271 M\$ pour les activités aux États-Unis. Dans le cas des activités au Canada, cette somme a compris un montant de 1,45 G\$ CA reçu d'une filiale de Mitsubishi Corporation, un montant de 1,18 G\$ CA reçu d'une filiale de PetroChina Company Limited, un montant de 100 M\$ CA reçu d'une filiale de Toyota Tsusho Corporation et les quelque 920 M\$ CA tirés de la vente de deux usines de traitement du gaz naturel. Les activités aux États-Unis ont reçu le produit résiduel de 114 M\$ associé à la sortie des actifs de gaz naturel situés à North Texas, la majorité du produit ayant été versé à ce secteur en décembre 2011.

Résultats d'exploitation

Activités au Canada

Flux de trésorerie liées aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)	Gaz naturel			Pétrole et LGN			Total ¹⁾		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2 468 \$	1 771 \$	1 263 \$	872 \$	722 \$	504 \$	3 366 \$	2 548 \$	1 802 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(74)	271	962	18	5	(4)	(56)	276	958
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	2 394	2 042	2 225	890	727	500	3 310	2 824	2 760
Charges									
Taxes à la production et impôts miniers	5	4	1	10	11	8	15	15	9
Transport et traitement	773	724	549	62	32	6	835	756	555
Charges d'exploitation	279	322	327	28	39	14	314	372	352
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 337 \$	992 \$	1 348 \$	790 \$	645 \$	472 \$	2 146 \$	1 681 \$	1 844 \$

Volumes de production

	Gaz naturel (Mpi ³ /j)			Pétrole et LGN (kb/j)			Total (kbep/j)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Volumes de production – après redevances	1 378	1 432	1 359	37,2	30,4	19,4	266,9	269,0	246,0

Revenu d'exploitation net ²⁾

	Gaz naturel (\$/kpi ³)			Pétrole et LGN (\$/b)			Total (\$/bep)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	4,89 \$	3,35 \$	2,58 \$	64,16 \$	65,06 \$	70,84 \$	34,21 \$	25,13 \$	19,95 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(0,15)	0,51	1,97	1,36	0,46	-	(0,57)	2,78	10,81
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	4,74	3,86	4,55	65,52	65,52	70,84	33,64	27,91	30,76
Charges									
Taxes à la production et impôts miniers	0,01	0,01	-	0,71	0,96	1,13	0,15	0,15	0,10
Transport et traitement	1,53	1,37	1,12	4,52	2,89	0,75	8,55	7,62	6,26
Charges d'exploitation	0,55	0,61	0,67	2,09	3,56	2,09	3,14	3,65	3,85
Revenu d'exploitation net	2,65 \$	1,87 \$	2,76 \$	58,20 \$	58,11 \$	66,87 \$	21,80 \$	16,49 \$	20,55 \$

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

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

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\$ des 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 58 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.

Comparaison de 2013 et de 2012

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 681 M\$, ayant baissé de 163 M\$ en raison surtout des principaux éléments indiqués ci-dessous.

- La majoration des prix du gaz naturel reflète la hausse des prix de référence, ce qui a ajouté 405 M\$ aux produits des activités ordinaires. Le repli des prix des liquides a réduit de 63 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, soit 1 432 Mpi³/j, a augmenté de 73 Mpi³/j, ce qui a haussé de 103 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 30,4 kb/j, en hausse de 11,0 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 281 M\$ des 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 chiffrés à 276 M\$, en regard de 958 M\$ en 2012.
- Les charges de transport et de traitement ont monté de 201 M\$ à cause essentiellement des coûts associés à la hausse des volumes traités dans des installations de tiers à Bighorn et à Montney, des coûts liés aux installations de production de gaz naturel extracôtières Deep Panuke ainsi que de l'augmentation des coûts fermes de traitement.

Autres charges

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014	2013	2012
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	625 \$	601 \$	748 \$
Taux d'épuisement (\$/bep)	6,40	6,06	8,44
Pertes de valeur	-	-	1 822

En 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a augmenté par rapport à celle de 2013 en raison principalement de la hausse du taux d'épuisement, qui est passé de 6,06 \$ par bep en 2013 à 6,40 \$ par bep en 2014, 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 cherchant à mieux équilibrer la composition de son portefeuille de produits, et par le repli du taux de change entre les dollars américain et canadien.

En 2013, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a fléchi par rapport à celle de 2012 en raison d'une diminution du taux d'épuisement, qui est passé de 8,44 \$ par bep en 2012 à 6,06 \$ par bep en 2013, ce qui a été contrebalancé en partie par l'élargissement des volumes de production en 2013. La baisse du taux d'épuisement est essentiellement attribuable aux pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier inscrites en 2012 et des montants qu'ont générés les sorties d'actifs en 2012 et en 2013 et qui ont été déduits du compte de coût entier.

En 2012, les activités au Canada ont comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie avant impôt de 1 822 M\$ découlant des tests de plafonnement du coût entier. Ces pertes de valeur ont résulté essentiellement du fléchissement des prix moyens du gaz naturel 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.

Activités aux États-Unis

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)	Gaz naturel			Pétrole et LGN			Total ¹⁾		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	1 640 \$	1 872 \$	1 798 \$	1 258 \$	602 \$	348 \$	2 927 \$	2 499 \$	2 170 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(85)	260	1 195	60	4	-	(25)	264	1 195
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	1 555	2 132	2 993	1 318	606	348	2 902	2 763	3 365
Charges									
Taxes à la production et impôts miniers	44	77	68	74	42	28	118	119	96
Transport et traitement	651	722	652	7	-	-	658	722	652
Charges opérationnelles	235	339	347	115	59	25	354	411	377
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	625 \$	994 \$	1 926 \$	1 122 \$	505 \$	295 \$	1 772 \$	1 511 \$	2 240 \$

Volumes de production

	Gaz naturel (Mpi ³ /j)			Pétrole et LGN (kb/j)			Total (kbep/j)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Volumes de production – après redevances	972	1 345	1 622	49,6	23,5	11,6	211,6	247,7	281,9

Revenu d'exploitation net ²⁾

	Gaz naturel (\$/kpi ³)			Pétrole et LGN (\$/b)			Total (\$/bep)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	4,62 \$	3,81 \$	3,03 \$	69,54 \$	70,18 \$	82,33 \$	37,53 \$	27,37 \$	20,79 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(0,24)	0,53	2,01	3,29	0,44	-	(0,33)	2,93	11,58
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	4,38	4,34	5,04	72,83	70,62	82,33	37,20	30,30	32,37
Charges									
Taxes à la production et impôts miniers	0,12	0,16	0,11	4,10	4,79	6,63	1,53	1,31	0,93
Transport et traitement	1,83	1,47	1,10	0,39	-	0,06	8,52	7,98	6,32
Charges d'exploitation	0,66	0,69	0,59	6,36	7,02	5,88	4,53	4,42	3,61
Revenu d'exploitation net	1,77 \$	2,02 \$	3,24 \$	61,98 \$	58,81 \$	69,76 \$	22,62 \$	16,59 \$	21,51 \$

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

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

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 57 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 biens dans le bassin permien.

Comparaison de 2013 et de 2012

En 2013, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 511 M\$, ayant fléchi de 729 M\$ en raison surtout des principaux éléments indiqués ci-dessous.

- La hausse des prix du gaz naturel reflète la progression des prix de référence, ce qui a augmenté de 385 M\$ les produits des activités ordinaires. Le repli des prix des liquides a affaibli de 105 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 345 Mpi³/j, en baisse de 277 Mpi³/j, ce qui a retranché 311 M\$ des produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 23,5 kb/j, affichant ainsi une hausse de 11,9 kb/j. Cette hausse a permis une augmentation de 359 M\$ des 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 chiffrés à 264 M\$, en regard de 1 195 M\$ en 2012.
- Les charges de transport et de traitement ont monté de 70 M\$ en raison surtout des coûts associés aux nouveaux contrats de collecte et de traitement et à ceux qui ont été renégociés.
- Les charges d'exploitation se sont accrues de 34 M\$, et ce, principalement du fait que davantage de travaux ont été concentrés dans de nouvelles zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides.

Autres charges

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014	2013	2012
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	992 \$	818 \$	1 102 \$
Taux d'épuisement (\$/bep)	12,85	9,05	10,67
Pertes de valeur	-	-	2 842

En 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a augmenté par rapport à celle de 2013 à cause de la hausse du taux d'épuisement, qui est passé de 9,05 \$ par bep en 2013 à 12,85 \$ par bep en 2014, 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 biens dans le bassin permien, 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 cherchant à mieux équilibrer la composition de son portefeuille de produits.

En 2013, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a diminué par rapport à celle de 2012 en raison de la réduction du taux d'épuisement, celui-ci étant passé de 10,67 \$ par bep en 2012 à 9,05 \$ par bep en 2013, et de la contraction des volumes de production en 2013. Le recul du taux d'épuisement est essentiellement imputable aux pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui ont été comptabilisées en 2012.

En 2012, les activités aux États-Unis ont inscrit des pertes de valeur hors trésorerie avant impôt de 2 842 M\$ découlant des tests de plafonnement du coût entier. Ces pertes de valeur ont principalement résulté du fléchissement des prix moyens du gaz naturel 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)	2014	2013	2012
Produits des activités ordinaires	1 248 \$	512 \$	419 \$
Charges			
Charges d'exploitation	39	38	48
Produits achetés	1 191	441	349
Dotations aux amortissements et à l'épuisement	4	12	12
	14 \$	21 \$	10 \$

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 sur le plan des engagements de transport, du type de produit, des points de livraison et de la diversification de la clientèle. Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont progressé 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. Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont augmenté de 2012 à 2013 grâce essentiellement à la montée des prix des marchandises, ce qui a été contrebalancé en partie par la contraction des volumes nécessaires aux activités d'optimisation.

Activités non sectorielles et autres

(en millions de dollars)	2014	2013	2012
Produits des activités ordinaires	559 \$	(241) \$	(1 384) \$
Charges			
Transport et traitement	12	(2)	24
Charges d'exploitation	28	38	17
Dotations aux amortissements et à l'épuisement	124	134	94
Pertes de valeur	-	21	31
	395 \$	(432) \$	(1 550) \$

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 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 rubrique « Obligations contractuelles et éventualités » du présent rapport de gestion ainsi qu'à la note 14 annexe aux états financiers consolidés.

Autres résultats d'exploitation

Charges

(en millions de dollars)	2014	2013	2012
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	52 \$	53 \$	53 \$
Charges administratives	327	439	392
Intérêts	654	563	522
(Profits) pertes de change, montant net	403	325	(107)
(Profits) pertes sur les sorties d'actifs	(3 426)	(7)	-
Autres	71	1	1
	(1 919) \$	1 374 \$	861 \$

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. Leur diminution reflète également les économies réalisées grâce aux compressions de la main-d'œuvre réalisées dans le cadre de la restructuration de 2013. Les charges de restructuration engagées en 2014 ont été d'environ 36 M\$, contre 88 M\$ en 2013. De 2012 à 2013, les charges administratives ont augmenté, et ce, en raison essentiellement des charges de restructuration qui ont résulté de compressions de la main-d'œuvre visant à harmoniser la structure organisationnelle avec la stratégie qui a été annoncée en novembre 2013. Ce facteur a été atténué par l'augmentation des frais juridiques en 2012.

La charge d'intérêts de 2014 a dépassé celle de 2013 en raison surtout d'un paiement non récurrent d'environ 125 M\$ associé au remboursement anticipé des billets de premier rang repris dans le cadre de l'acquisition 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. La charge d'intérêts s'est accrue de 2012 à 2013 à cause principalement des intérêts liés à l'immeuble de bureaux The Bow. D'autres informations sur le contrat de location-acquisition des installations de production Deep Panuke et sur l'immeuble de bureaux The Bow sont présentées à la rubrique « Obligations contractuelles et éventualités » du présent rapport de gestion ainsi qu'à la note 14 annexe aux états financiers consolidés.

Les profits et pertes de change résultent de l'incidence des fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Les profits et pertes de change découlent principalement de la réévaluation et du règlement des titres d'emprunt à long terme en dollars américains émis depuis le Canada et de la réévaluation et du règlement d'autres actifs et passifs monétaires.

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 2014, l'élément Autres comprend les coûts de transaction liés aux acquisitions d'Athlon et d'Eagle Ford ainsi que les charges de remise en état associées aux biens non productifs.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2014	2013	2012
Impôt sur le résultat exigible (économie)	243 \$	(191) \$	(200) \$
Impôt sur le résultat différé (économie)	960	(57)	(1 837)
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	1 203 \$	(248) \$	(2 037) \$

En 2014, la charge d'impôt sur le résultat exigible a été de 243 M\$, comparativement à une économie de 191 M\$ en 2013. La charge d'impôt sur le résultat exigible inscrite en 2014 a découlé principalement de l'impôt exigible auquel ont donné lieu les sorties d'actifs. Quant à l'économie d'impôt sur le résultat exigible en 2013, elle a résulté essentiellement de montants relatifs à des exercices antérieurs. L'économie d'impôt sur le résultat exigible de 200 M\$ en 2012 s'explique essentiellement par le report rétrospectif de pertes fiscales sur des exercices antérieurs.

Le total de la charge d'impôt sur le résultat a augmenté en 2014 à cause de la progression du résultat net avant impôt à laquelle ont donné lieu les profits sur les sorties d'actifs et les profits de couverture latents et des montants relatifs à des exercices antérieurs qui ont été constatés en 2013. Le total de l'impôt sur le résultat correspondait à une économie de 248 M\$ en 2013, ce qui représente une baisse de 1 789 M\$ en regard de celui de 2012, et découlait surtout de la hausse du résultat net avant impôt en raison principalement du fait que les résultats de 2012 tenaient compte de pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier. Les variations du résultat net sont analysées plus longuement 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)	2014	2013	2012
Flux de trésorerie nets liés aux			
Activités d'exploitation	2 667 \$	2 289 \$	3 107 \$
Activités d'investissement	(4 729)	(1 895)	361
Activités de financement	(39)	(909)	(1 111)
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en monnaies étrangères	(127)	(98)	22
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(2 228) \$	(613) \$	2 379 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	338 \$	2 566 \$	3 179 \$

Activités d'exploitation

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. En 2013, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation se sont établis à 2 289 M\$, en baisse de 818 M\$ par rapport à ceux de 2012. 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 2014, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un déficit de 9 M\$, comparativement à des déficits de 179 M\$ en 2013 et de 323 M\$ en 2012.

Le fonds de roulement positif de la Société s'élevait à 455 M\$ au 31 décembre 2014, en regard de 1 338 M\$ au 31 décembre 2013. La diminution du fonds de roulement vient principalement du recul de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, de l'accroissement des dettes fournisseurs et charges à payer, de la hausse des passifs d'impôt différé ainsi que de la diminution des actifs d'impôt différé, ce qui a été atténué par la baisse de la partie courante de la dette à long terme, par la hausse des actifs liés à la gestion des risques et par la montée des créances clients et produits à recevoir. Au 31 décembre 2014, le fonds de roulement incluait une trésorerie et des équivalents de trésorerie totalisant 338 M\$, contre 2 566 M\$ au 31 décembre 2013. Encana prévoit continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

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. Des flux de trésorerie nets de 1 895 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement en 2013, alors que de telles activités ont généré des flux de trésorerie nets de 361 M\$ en 2012. Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont résulté essentiellement de la baisse du produit généré par les sorties d'actifs, ce qui a été compensé en partie par la diminution des dépenses d'investissement. En 2013, les activités d'investissement ont également tenu compte du produit généré par la vente de la participation de 30 % que détenait la Société dans le projet de terminal d'exportation de gaz naturel liquéfié à Kitimat, vente qui a été conclue en février 2013. D'autres informations sur les dépenses d'investissement, les acquisitions et les sorties d'actifs sont présentées à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

En 2014, les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont également compris des fonds en réserve de 63 M\$ qui ont été mis en mains tierces, alors que des montants de 44 M\$ et de 415 M\$ ont été libérés de l'entiercement en 2013 et en 2012, respectivement. Les fonds en réserve comprennent des sommes qui ne peuvent servir à des fins générales d'exploitation, qui sont mises de côté ou qui sont détenues en mains tierces ainsi que les sommes reçues de contreparties en lien avec des actifs mis en valeur conjointement.

Activités de financement

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, ce qui a engendré un produit de 1 462 M\$, et de l'émission de titres d'emprunt à long terme renouvelables de 1 277 M\$, facteurs atténués par des remboursements sur la dette à long terme totalisant 2 487 M\$, tel qu'il est indiqué ci-dessous. Les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement en 2013 se sont chiffrés à un total de 909 M\$, comparativement à 1 111 M\$ en 2012. Leur diminution a découlé surtout du recul des versements de dividendes en trésorerie en 2013.

Dettes à long terme

Exclusion faite de la partie courante, la dette à long terme d'Encana totalisait 7 340 M\$ au 31 décembre 2014 et 6 124 M\$ au 31 décembre 2013. Au 31 décembre 2014, sa dette à long terme ne comportait aucune partie courante, contre 1 000 M\$ au 31 décembre 2013.

Au 31 décembre 2014, l'encours de la facilité de crédit renouvelable existante d'Encana était de 1 277 M\$, montant représentant les obligations de remboursement du capital d'emprunts qui portent intérêt au TIOL, qui échoient à diverses dates et dont le taux d'intérêt moyen pondéré est de 1,62 %. Les montants sont pleinement étayés par les facilités de crédit renouvelables ne comportant aucune exigence de remboursement dans l'exercice à venir, et la direction croit qu'ils continueront de l'être. Au 31 décembre 2013, il n'existait aucun encours sur les facilités de crédit renouvelables de la Société. Des informations supplémentaires sur ses facilités de crédit sont présentées ci-dessous ainsi que dans la note 13 annexe aux états financiers consolidés.

Le 29 janvier 2015, Encana a mis en œuvre un programme de papier commercial américain (« programme de PC américain ») assorti d'une capacité de 2,0 G\$, ce qui réduit les coûts d'emprunt de la Société. Au 23 février 2015, Encana avait remboursé l'encours de 1 277 M\$ qui avait été tiré sur la facilité de crédit renouvelable de la Société, en utilisant 1,1 G\$ du produit du programme de PC américain et des liquidités disponibles.

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 bancaires renouvelables, son fonds de roulement, ses flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et le produit que génèrent ses sorties d'actifs.

Remboursement de la dette d'Athlon reprise

Le 13 novembre 2014, Encana a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Athlon et a repris ses 500 M\$ de billets de premier rang, à 7,375 %, échéant le 15 avril 2021 ainsi que ses 650 M\$ de billets de premier rang, à 6,00 %, échéant le 1^{er} mai 2022. En lien avec cette acquisition, Encana a remboursé et résilié la facilité de crédit d'Athlon dont l'encours totalisait 335 M\$. Encana a financé cette acquisition au moyen de ses fonds en caisse.

Le 16 décembre 2014, Encana a procédé au remboursement de tous les billets de premier rang d'Athlon. La Société a constaté un paiement non récurrent d'environ 125 M\$ par suite de ce remboursement, mais prévoit épargner une charge d'intérêts future de quelque 515 M\$ relativement à ces billets. Au moment de l'acquisition, la Société a constaté une hausse d'environ 12 M\$ de la juste valeur de la dette reprise d'Athlon, montant qui a été passé en charges lors du remboursement des billets de premier rang et qui a été pris en compte dans le poste Autres charges de l'état consolidé du résultat net d'Encana. Celle-ci a prélevé 1 277 M\$ sur sa facilité de crédit renouvelable pour rembourser les billets de premier rang.

Remboursement des billets à 5,80 %

Le 28 février 2014, Encana a annoncé une offre publique d'achat en trésorerie et la sollicitation de consentements visant tout billet à 5,80 %, échéant le 1^{er} mai 2014, d'un montant de 1 000 M\$ en cours et la totalité de ces billets. La Société a versé 1 004,59 \$ pour chaque 1 000 \$ du montant du capital des billets plus les intérêts courus et impayés jusqu'à la date de règlement exclusivement ainsi qu'un paiement de consentement équivalant à 2,50 \$ par tranche de 1 000 \$ du montant de capital des billets.

L'offre publique d'achat et la sollicitation de consentements ont expiré le 28 mars 2014 et, le 31 mars 2014, Encana a versé aux porteurs de billets qui les avaient acceptées un total d'environ 792 M\$ en trésorerie, montant composé de 768 M\$ pour le remboursement de capital, 2 M\$ pour les paiements de consentement et 22 M\$ pour les intérêts courus et impayés.

Le 28 avril 2014, et conformément à l'avis de remboursement émis le 28 mars 2014, la Société a remboursé le solde du montant en capital des billets à 5,80 % qui n'avaient pas été déposés aux termes de l'offre d'achat. Encana a payé environ 239 M\$ en trésorerie, soit un montant de remboursement du capital de 232 M\$ et des intérêts courus et impayés de 7 M\$.

Facilités de crédit et prospectus préalable

Encana a accès à deux facilités de crédit bancaires renouvelables consenties et disponibles jusqu'en juin 2018. Au 31 décembre 2014, elle avait à sa disposition les facilités de crédit bancaires renouvelables consenties et inutilisées suivantes, d'un montant total de 2,7 G\$.

- Une facilité de crédit bancaire renouvelable de 3,5 G\$ CA (3,0 G\$) qui lui est destinée et sur laquelle elle peut encore prélever 1,7 G\$.
- Une facilité de crédit bancaire renouvelable de 1,0 G\$ qui est destinée à l'une de ses filiales américaines et qui demeure entièrement disponible.

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. Au 31 décembre 2014, aucun titre n'avait été émis aux termes de ce prospectus. Toute émission est fonction des conditions de marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en juillet 2016 et celui-ci a remplacé le prospectus préalable visant 4,0 G\$ de titres d'emprunt dont la période de validité a expiré en juin 2014.

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 30 % au 31 décembre 2014 et à 36 % au 31 décembre 2013.

Données relatives aux actions en circulation

(en millions)	24 février 2015	31 décembre 2014
Actions ordinaires en circulation	741,2	741,2
Options sur actions assorties de DAAJ		
En cours	19,3	21,3
Exercibles	11,4	10,0

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 jumelés (« 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. 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. Dans le passé, la plupart des porteurs de ces options ont choisi de les exercer en tant que DAAJ contre un paiement en trésorerie.

Des droits à la valeur des actions soumis à restrictions (« DVASR ») sont attribués aux membres du personnel admissibles et leur permettent de recevoir une action ordinaire d'Encana, ou son équivalent en trésorerie, au gré

d'Encana et lorsque les DVASR sont acquis, conformément aux modalités du régime de DVASR et de la convention d'attribution qui s'y rapporte. Un DVASR vaut théoriquement une action ordinaire d'Encana. Au 31 décembre 2014, il y avait en cours quelque 9,0 millions de DVASR qui deviennent acquis trois ans après la date de leur attribution. La Société entend régler les DVASR en trésorerie à leur date d'acquisition. Un règlement en trésorerie n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires d'Encana et n'a donc pas d'effet dilutif.

En 2014, Encana a émis 240 839 actions ordinaires en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), comparativement à 5,4 millions d'actions ordinaires en 2013. Le nombre d'actions ordinaires qui ont été émises aux termes du RRD a fléchi en 2014 en raison de l'annonce par Encana, en février 2014, que toute action liée à un dividende futur et associée à ce régime sera émise à même ses actions non émises et sans escompte par rapport à leur cours moyen, sauf si la Société annonce le contraire par voie d'un communiqué de presse. Avant cette annonce, les actions liées à un dividende et émises en vertu du RRD l'étaient à un prix reflétant un escompte de 2 %.

Dividendes

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014	2013
Versements de dividendes	207 \$	494 \$
Versements de dividendes (\$/action)	0,28 \$	0,67 \$

Tel qu'il est indiqué ci-dessus, les dividendes versés en 2014 ont inclus les 5 M\$ d'actions ordinaires que la Société a émises au lieu de verser des dividendes en trésorerie, conformément à son RRD, comparativement à 93 M\$ en 2013.

Le 25 février 2015, le conseil a déclaré un dividende de 0,07 \$ par action payable le 31 mars 2015 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 13 mars 2015.

Le 25 février 2015, Encana a annoncé que son conseil a déterminé qu'à partir du dividende à verser le 31 mars 2015, toutes les actions ordinaires distribuées aux actionnaires participants aux termes du RRD de la Société seront émises sur le capital autorisé d'Encana à un escompte de 2 % par rapport au cours moyen des actions ordinaires. Tous dividendes futurs d'actions ordinaires distribuées aux participants au RRD seront assortis de l'escompte, sauf si Encana annonce le contraire par voie d'un communiqué de presse.

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.

	2014	2013	2012
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	2,1 x	2,4 x	2,0 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	30 %	36 %	37 %

Obligations contractuelles et éventualités

Obligations contractuelles

Le tableau qui suit résume les engagements de la Société au 31 décembre 2014.

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus					Par la suite	Total
	2015	2016	2017	2018	2019		
Dette à long terme ¹⁾	- \$	- \$	700 \$	1 924 \$	500 \$	4 200 \$	7 324 \$
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	44	44	180	23	23	3 313	3 627
Autres obligations à long terme	80	81	82	82	83	1 652	2 060
Contrats de location-acquisition	98	98	99	99	99	232	725
Obligations ²⁾	222	223	1 061	2 128	705	9 397	13 736
Transport et traitement	878	825	815	800	673	3 204	7 195
Forage et services aux champs pétroliers	312	138	93	47	16	17	623
Contrats de location simple	43	36	28	26	10	24	167
Engagements	1 233	999	936	873	699	3 245	7 985
Total des obligations contractuelles	1 455 \$	1 222 \$	1 997 \$	3 001 \$	1 404 \$	12 642 \$	21 721 \$
Montants recouvrés par la sous-location	(39) \$	(40) \$	(40) \$	(40) \$	(41) \$	(812) \$	(1 012) \$

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

2) La Société a comptabilisé des passifs de 10 255 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 recouvrés par la sous-location qui sont indiqués dans le tableau ci-dessus tiennent compte des montants qui devraient être recouvrés auprès de Cenovus. Les paiements non actualisés d'Encana relativement à The Bow totalisent 2 060 M\$ et, de ce montant, il est prévu qu'une tranche de 1 012 M\$ sera recouvrée 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 625 M\$ (montant actualisé de 462 M\$).

Outre ceux indiqués ci-dessus, Encana a d'importants engagements de mise en valeur qu'elle a pris auprès de ses coentreprises. 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. 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 à la note 23 annexe aux états financiers consolidés. La Société prévoit financer ses engagements et obligations de 2015 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 d'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 bien 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 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 questions 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 sorte à atteindre ses objectifs au chapitre du rendement des investissements et de la croissance, tout en maintenant les ratios financiers prescrits.

Pour réduire le risque lié aux prix des marchandises, la Société peut conclure des opérations qui établissent un prix plancher ou un prix plancher et un prix plafond. 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 2014, figurent à la note 23 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 atténué par 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 bancaires 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 des emprunts en dollars américains et en dollars canadiens, ce qui contribue à 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 peut atténuer 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 les prix des marchandises dont il a été fait mention, le maintien de la demande de ses produits et d'autres facteurs de risque 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, la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides, 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 d'accéder à des terrains, la capacité d'accéder à l'eau pour les activités de fracturation hydraulique, les conditions météorologiques, la disponibilité de la capacité de traitement, la disponibilité et la proximité de la capacité d'acheminement, les défaillances techniques, les cyberattaques, les accidents, la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée 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.

Le contrôle 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 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.

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 examinent actuellement 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. Les avis de consultation populaire qui avaient été déposés dans cet État afin que le pouvoir de réglementer toutes les activités pétrolières et gazières, incluant la fracturation hydraulique, soit remis aux gouvernements locaux ont été retirés en août 2014. 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 2015, 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. On peut obtenir de plus amples renseignements sur la fracturation hydraulique sur le site Web de la Société, à l'adresse www.encana.com.

Les règlements sur la qualité de l'air de l'État du Colorado ont été amendés en février 2014 afin de traiter les questions de non-conformité aux normes sur l'ozone instaurées dans cet État. Les règlements amendés imposent de nouvelles exigences quant à la détection et la réparation des fuites ainsi que de nouvelles normes régissant les émissions d'hydrocarbures par le secteur pétrolier et gazier. Encana a examiné ces nouvelles exigences et normes et ne croit pas qu'elles influenceront fortement sur les activités qu'elle mène dans cet État.

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.

Le gouvernement de l'Alberta a fixé des objectifs de réduction des émissions de GES. En mars 2007, la réglementation a été modifiée de façon que, à compter du 1^{er} juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par an soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions par rapport à un niveau de base prescrit. Afin de se conformer à cette exigence, les entreprises peuvent apporter des améliorations opérationnelles, acheter des droits d'émission de carbone ou verser des cotisations de 15 \$ CA par tonne au Alberta Climate Change and Emissions Management Fund. À l'heure actuelle, Encana ne détient ni n'exploite d'installations assujetties à la réglementation relative aux émissions. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Alberta n'est pas notable pour Encana et fait l'objet d'une étroite gestion.

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone sans effet sur les revenus et en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2008, s'applique à la quasi-totalité des combustibles fossiles, dont le diesel, le gaz naturel, le charbon, le propane et le mazout domestique. La taxe s'applique aux émissions dues à la combustion ainsi qu'à l'achat ou à l'utilisation de combustibles fossiles dans la province. Établie initialement à 10 \$ CA par tonne d'émissions d'équivalent de carbone, elle se situe actuellement à 30 \$ CA la tonne. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Colombie-Britannique n'est pas notable pour Encana et fait l'objet d'une gestion étroite.

Le gouvernement fédéral canadien a annoncé qu'il harmonisera ses objectifs de réduction des émissions de GES avec celle des États-Unis. Il a adopté une approche sectorielle et, bien que les travaux réalisés de concert avec le secteur et les provinces en vue d'élaborer une réglementation propre au secteur pétrolier et gazier aient progressé, le gouvernement fédéral ne s'est pas encore prononcé sur le calendrier du dépôt et de l'adoption de la législation envisagée. Encana continuera de suivre de près cette question en 2015.

Le gouvernement fédéral des États-Unis a indiqué que la lutte aux changements climatiques était une priorité pour l'administration actuelle. Le 14 janvier 2015, l'Environmental Protection Agency (« 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 et volontaires qui n'ont pas encore été annoncées. L'EPA projette de proposer cette nouvelle réglementation et les directives s'y rapportant vers la fin de l'été 2015 et on peut s'attendre à ce que leur version finale soit déposée en 2016.

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 la mise au point 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 :

- *Gérer activement les coûts.* 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. De plus amples renseignements sur les émissions de GES d'Encana sont présentés dans son rapport sur le développement durable, lequel peut être consulté sur son site Web, à l'adresse www.encana.com.

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 2014.

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 2014, 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.

Exception faite des changements associés à la poursuite de l'intégration d'Athlon, tel qu'il est indiqué ci-dessous, il n'y a eu, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, 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.

Conformément au paragraphe 3.3 1) du Règlement 52-109 et aux règles 13a-15f) et 15d-15f) de la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée, la direction a limité 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, qui a été acquise par voie d'un regroupement d'entreprises le 13 novembre 2014. Ce qui suit résume l'information financière relative aux activités d'Athlon et prise en compte dans les états financiers consolidés d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

(en millions de dollars)

Produits des activités ordinaires	176 \$
Résultat net	(3)
Actif courant	198
Actif non courant	3 096
Passif courant	190
Passif non courant	148

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 d'expertise comptable indépendant, 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 2014, comme il est mentionné dans son rapport de l'auditeur qui est joint aux états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

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 2014. 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 2012, 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 nets futurs nets que devraient générer ces biens. Les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt ne tiennent pas compte de la valeur des biens non prouvés, de la valeur des réserves probables ou possibles ni 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 2014, 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 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 2014, Encana a adopté les mises à jour des normes comptables (*Accounting Standards Updates* ou « ASU ») suivantes qui ont été publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») et qui n'ont pas eu une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

- L'ASU 2013-04, *Obligations Resulting from Joint and Several Liability Arrangements for Which the Total Amount of the Obligation is Fixed at the Reporting Date*, clarifie les directives concernant la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des passifs découlant d'ententes conférant une responsabilité solidaire. Les modifications ont été appliquées rétrospectivement.
- L'ASU 2013-05, *Parent's Accounting for the Cumulative Translation Adjustment upon Derecognition of Certain Subsidiaries or Groups of Assets within a Foreign Entity or of an Investment in a Foreign Entity*, clarifie les directives relatives à certaines transactions donnant lieu au reclassement du cumul des écarts de conversion dans le résultat net. Les modifications ont été appliquées prospectivement.
- L'ASU 2013-11, *Presentation of an Unrecognized Tax Benefit When a Net Operating Loss Carryforward, a Similar Tax Loss, or a Tax Credit Carryforward Exists*, précise que le passif lié à un produit d'impôt non comptabilisé ou une partie de celui-ci doit être porté en diminution de l'actif d'impôt différé qui a été comptabilisé pour le report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale semblable ou de crédits d'impôt non utilisés, sauf dans certaines situations particulières. Les modifications ont été appliquées prospectivement.

Nouvelles normes publiées mais non encore adoptées

Encana sera tenue, en date du 1^{er} janvier 2015, d'adopter l'ASU 2014-08, *Reporting Discontinued Operations and Disclosures of Disposals of Components of an Entity*, laquelle 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 pourront être considérées comme des activités abandonnées. Les modifications seront appliquées prospectivement et ne devraient pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

Encana sera tenue, en date du 1^{er} janvier 2016, d'adopter 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 norme exige qu'un objectif de performance qui influe sur l'acquisition de droits et qui devrait 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.

Encana sera tenue, en date du 1^{er} janvier 2017, 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 le 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. Cette norme pourra être appliquée selon une méthode rétrospective intégrale ou modifiée à la date de son adoption. 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)	2014					2013					2012
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 667 \$	261 \$	696 \$	767 \$	943 \$	2 289 \$	462 \$	935 \$	554 \$	338 \$	3 107 \$
(Ajouter) déduire :											
Variation nette des autres actifs et passifs	(43)	(15)	(11)	(8)	(9)	(80)	(21)	(15)	(22)	(22)	(78)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(9)	(141)	155	119	(142)	(179)	(183)	300	(81)	(215)	(323)
Impôt à payer sur les ventes d'actifs	(215)	40	(255)	-	-	(33)	(11)	(10)	(8)	(4)	(29)
Flux de trésorerie	2 934 \$	377 \$	807 \$	656 \$	1 094 \$	2 581 \$	677 \$	660 \$	665 \$	579 \$	3 537 \$
Déduire :											
Dépenses d'investissement	2 526	857	598	560	511	2 712	717	641	639	715	3 476
Flux de trésorerie disponibles	408 \$	(480) \$	209 \$	96 \$	583 \$	(131) \$	(40) \$	19 \$	26 \$	(136) \$	61 \$

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)	2014					2013					2012
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 392 \$	198 \$	2 807 \$	271 \$	116 \$	236 \$	(251) \$	188 \$	730 \$	(431) \$	(2 794) \$
(Ajout)/déduction après impôt :											
Profits (pertes) de couverture latent(e)s	306	341	160	8	(203)	(232)	(209)	(89)	332	(266)	(1 002)
Pertes de valeur	-	-	-	-	-	(16)	-	(16)	-	-	(3 188)
Charges de restructuration	(24)	(4)	(5)	(5)	(10)	(64)	(64)	-	-	-	-
Profits (pertes) de change hors exploitation	(407)	(151)	(218)	156	(194)	(282)	(124)	105	(162)	(101)	92
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs	2 523	(11)	2 399	135	-	-	-	-	-	-	-
Ajustements au titre de l'impôt	(8)	(12)	190	(194)	8	28	(80)	38	313	(243)	307
Résultat d'exploitation	1 002 \$	35 \$	281 \$	171 \$	515 \$	802 \$	226 \$	150 \$	247 \$	179 \$	997 \$

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, 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)	2014					2013					2012
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont											
Activités au Canada	2 146 \$	341 \$	477 \$	447 \$	881 \$	1 681 \$	526 \$	406 \$	383 \$	366 \$	1 844 \$
Activités aux États-Unis	1 772	480	505	353	434	1 511	375	388	405	343	2 240
	3 918 \$	821 \$	982 \$	800 \$	1 315 \$	3 192 \$	901 \$	794 \$	788 \$	709 \$	4 084 \$
(Ajouter) déduire :											
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s											
Activités au Canada	(56) \$	49 \$	19 \$	(49) \$	(75) \$	276 \$	90 \$	95 \$	21 \$	70 \$	958 \$
Activités aux États-Unis	(25)	78	11	(49)	(65)	264	83	77	30	74	1 195
	(81) \$	127 \$	30 \$	(98) \$	(140) \$	540 \$	173 \$	172 \$	51 \$	144 \$	2 153 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures											
Activités au Canada	2 202 \$	292 \$	458 \$	496 \$	956 \$	1 405 \$	436 \$	311 \$	362 \$	296 \$	886 \$
Activités aux États-Unis	1 797	402	494	402	499	1 247	292	311	375	269	1 045
	3 999 \$	694 \$	952 \$	898 \$	1 455 \$	2 652 \$	728 \$	622 \$	737 \$	565 \$	1 931 \$

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 et impôts miniers, 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.

Antérieurement, la direction surveillait le ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette. La dette nette correspondait alors à la dette à long terme, incluant la partie courante, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

(en millions de dollars)	2014	2013	2012
Dette	7 340 \$	7 124 \$	7 675 \$
Flux de trésorerie	2 934	2 581	3 537
Charge d'intérêts après impôt	486	421	391
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3 420 \$	3 002 \$	3 928 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	2,1 x	2,4 x	2,0 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)	2014	2013	2012
Dette	7 340 \$	7 124 \$	7 675 \$
Total des capitaux propres	9 685	5 147	5 295
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	24 771 \$	20 017 \$	20 716 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	30 %	36 %	37 %

Énoncés prospectifs

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'Encana de l'information sur la Société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'Encana et de ses filiales, certains énoncés du présent document constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), au sens des dispositions d'exonération des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes ou expressions comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention de », « cibler », « projeter », « objectif », « stratégie », « convenir de » ou des termes ou expressions analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision. Les énoncés prospectifs du présent document comprennent notamment des déclarations sur :

- la réalisation des visées de la Société, à savoir accroître son portefeuille déjà fort vaste de zones de ressources productrices de gaz naturel, de pétrole et de LGN;
- son engagement à accroître la valeur actionnariale grâce à la rigueur avec laquelle elle s'assure de réaliser une croissance rentable;
- l'atteinte de ses objectifs commerciaux clés, soit équilibrer la composition de ses produits, axer ses dépenses d'investissement sur des projets évolutifs qui génèrent des rendements supérieurs, maintenir la souplesse de son portefeuille, optimiser sa rentabilité par voie de l'efficacité opérationnelle, réduire ses coûts et préserver la vigueur de son bilan;
- le calendrier et la date de clôture prévus de la transaction avec Veresen Midstream Limited Partnership et l'attente selon laquelle les approbations requises des organismes de réglementation seront obtenues et les conditions de clôture seront remplies;
- le montant prévu des produits tirés des activités ordinaires et des charges d'exploitation;
- l'amélioration de l'efficacité opérationnelle; la promotion de l'innovation technologique, la réduction des structures de coûts et le succès du modèle de centre névralgique de zones de ressources;
- le produit futur que devraient générer diverses ententes de coentreprise, de partenariat et autres que la Société conclut, incluant leur implantation fructueuse, les avantages futurs prévus et la capacité de la Société de financer les coûts de mise en valeur futurs associés à ces ententes;
- les énoncés concernant les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier futurs;
- les dividendes attendus;
- les prix prévus du pétrole, du gaz naturel et des LGN;
- la production prévue d'Eagle Ford;
- les projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2015 (y compris les estimations relatives aux montants de flux de trésorerie notamment par action, à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN, aux dépenses d'investissement et à leur répartition, aux charges d'exploitation, aux sensibilités aux prix et à leur incidence sur les flux de trésorerie et le résultat d'exploitation ainsi que les hypothèses concernant les prix du pétrole, du gaz naturel et des LGN ainsi que les taux de change);
- les estimations des réserves et des ressources;
- les projections quant à la suffisance de la charge d'impôt de la Société et de sa provision au titre des actions en justice;
- la souplesse des budgets de dépenses d'investissement et des sources de financement sur lesquelles ils reposent;
- l'accès prévu aux marchés des capitaux et la capacité de s'acquitter de ses obligations financières et de financer sa croissance;
- les avantages du programme de gestion des risques de la Société, y compris les conséquences du recours à des instruments financiers dérivés;
- les projections quant à l'accès de la Société à de la trésorerie et à des équivalents de trésorerie et à diverses sources de financement à des taux concurrentiels;
- la capacité de la Société de respecter les conditions de paiement de ses fournisseurs et toutes les clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées par les conventions régissant ses facilités de crédit;
- l'intention qu'a la Société de régler en trésorerie les DVASR acquis à la date de leur acquisition;
- les remboursements de la dette prévus et la capacité de la Société de les effectuer;
- les économies d'intérêts futurs attendues relativement aux billets de premier rang d'Athlon;
- les attentes quant à la législation environnementale, dont la réglementation

concernant le carbone, la qualité de l'air, l'eau, les terrains et la fracturation hydraulique et l'incidence qu'elle pourrait avoir sur la Société;

- la possibilité, pour la Société, 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;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie prévus;
- l'attente selon laquelle elle financera ses engagements pour 2015 par ses flux de

trésorerie, la trésorerie et les équivalents de trésorerie;

- l'effet attendu des politiques, systèmes et processus d'atténuation des risques et du programme d'assurances de la Société;
- sa capacité à gérer son ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette et son ratio dette/capitaux permanents ajustés;
- l'incidence prévue ainsi que le calendrier de diverses prises de position comptables, des modifications des règles et des normes applicables sur la Société et ses états financiers.

Les lecteurs sont priés de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les attentes sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs mettent en jeu de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques connus et inconnus et des incertitudes, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la Société dans des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, qui sont reflétés de façon explicite ou implicite dans ces énoncés prospectifs. Ces hypothèses, risques et incertitudes comprennent notamment les suivants :

- la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides, y compris le risque d'une baisse substantielle et prolongée et son effet défavorable sur les activités et la situation financière de la Société ainsi que la valeur et la quantité de ses réserves;
- les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles de la Société;
- les risques et incertitudes associés aux transactions qui ont été annoncées mais qui n'ont pas encore été conclues, dont le risque qu'elles ne soient pas effectuées en temps opportun ou qu'elles ne le soient simplement pas;
- les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt;
- le risque que la Société soit incapable de conclure la sortie de certains actifs ou d'autres opérations ou de recevoir les 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;
- l'offre et la demande de produits;
- la concurrence sur le marché;
- les risques inhérents aux activités de commercialisation de la Société et de ses filiales, y compris les risques de crédit;
- l'imprécision des estimations des réserves ainsi que des quantités de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones et autres ressources 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 marges dégagées par les activités de commercialisation;
- les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues survenant au cours de la mise en valeur de nouvelles installations;
- les hausses de coûts imprévues ou les difficultés techniques au cours de la construction ou de la modification d'installations de traitement;
- les risques liés à la technologie;
- la capacité de la Société d'acquérir ou de trouver de nouvelles réserves;
- les activités de couverture donnant lieu à des pertes réalisées ou latentes;
- les pertes imputables à l'interruption des activités ou à des accidents;
- le risque que la Société n'exploite pas tous ses biens et tous ses actifs;
- le risque de contrepartie;
- une baisse de la cote de crédit et ses conséquences négatives;
- des obligations d'indemnisation envers des tiers;
- la fluctuation des dividendes à verser;
- la capacité de la Société de tirer suffisamment de flux de trésorerie de ses activités d'exploitation pour s'acquitter de ses obligations actuelles et futures;

- la capacité de la Société de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres;
- le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines;
- la capacité de la Société d'assurer convenablement le transport de ses produits;
- l'évolution des lois et de la réglementation concernant les redevances, l'impôt, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone, la comptabilité et d'autres lois et règlements ou l'interprétation qui en est faite;
- la situation politique et économique des pays dans lesquels la Société exerce ses activités; les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la Société;
- le risque inhérent aux écarts de base des prix;
- le risque résultant de l'incapacité de la Société de conclure des couvertures assorties de modalités avantageuses lui permettant de protéger son programme de dépenses d'investissement;
- et d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les rapports et les documents déposés par Encana auprès des autorités en valeurs mobilières.

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 la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont en date de ce dernier et, sauf si la loi l'exige, Encana ne s'engage nullement à les mettre à jour ou à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont expressément visés par la présente mise en garde.

Les énoncés prospectifs relatifs aux flux de trésorerie prévus pour 2015 se fondent, entre autres choses, sur la réalisation d'une production moyenne en 2015 variant entre 1 600 Mpi³/j et 1 700 Mpi³/j de gaz naturel et entre 130 kb/j et 150 kb/j de liquides, un prix du gaz naturel et des liquides à la NYMEX de 3,00 \$ le MBtu et un prix du WTI de 50 \$ le baril, un taux de change entre les dollars canadien et américain estimé à 0,80 \$ ainsi qu'un nombre moyen d'actions en circulation d'Encana d'environ 741 millions.

Les hypothèses relatives aux énoncés prospectifs englobent généralement des attentes et des projections d'Encana qui sont en accord et généralement en conformité avec ses résultats passés et sa perception des tendances historiques, dont la transformation des ressources en réserves desquelles une production est tirée, ainsi que ses attentes à l'égard du rythme de progression et d'innovation, généralement en conformité avec les résultats passés et selon eux, tous ces éléments étant soumis aux facteurs de risque mentionnés ailleurs dans le présent document.

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 25 février 2015, 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. Encana a obtenu, en date du 4 janvier 2011, une dispense à l'égard de certaines obligations aux termes du Règlement 51-101 qui l'autorise à fournir certains renseignements conformes aux exigences d'information des États-Unis en sus des données conformes au protocole canadien. Les données conformes au protocole américain de la Société sont présentées à la note 26 (non audité) annexe aux états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et à l'Annexe D de sa notice annuelle.

En outre, Encana a obtenu, en date du 21 janvier 2015, une dispense à l'égard de certaines obligations aux termes du Règlement 51-101 qui l'autorise à utiliser la définition de « type de produit » que renferment les amendements à ce règlement qu'a publiés l'autorité en valeurs mobilières de chaque territoire au Canada le

4 décembre 2014 et qui devraient entrer en vigueur le 1^{er} juillet 2015 puisque cette expression a trait aux informations à présenter selon le protocole canadien et figurant à l'annexe A 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

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep, à raison de 6 kpi³ pour un baril. Les barils équivalent pétrole peuvent être trompeurs, surtout lorsqu'ils sont pris isolément. Le ratio de conversion de 6:1 est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence valable à la tête du puits.

Étant donné que le ratio des valeurs s'appuyant sur le rapport entre le cours actuel du pétrole et celui du gaz naturel diffère sensiblement de l'équivalence énergétique de 6:1, une conversion selon un ratio 6:1 peut s'avérer trompeuse à titre d'indication de la valeur.

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.