



# **Encana Corporation**

Rapport de gestion

Période close le 30 septembre 2014

(Établi en dollars US)

## Rapport de gestion

*Le présent rapport de gestion d'Encana Corporation (« Encana » ou la « Société ») devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités de la période close le 30 septembre 2014 (« états financiers consolidés intermédiaires résumés ») 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 intermédiaires résumés 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. Les volumes de production sont présentés déduction faite des redevances, conformément aux normes de présentation américaines pour le secteur du pétrole et du gaz ainsi qu'à l'information que fournissent 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 11 novembre 2014.*

*Certaines mesures utilisées dans ce 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, le résultat d'exploitation, les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents, la dette nette, 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 et des flux de trésorerie ainsi que du résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat d'exploitation.*

*Le présent rapport de gestion renferme les abréviations des mesures volumétriques suivantes : millier de pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> »); millier de pieds cubes équivalents (« kpi<sup>3</sup>e »); million de pieds cubes (« Mpi<sup>3</sup> ») par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j »); million de pieds cubes équivalents par jour (« Mpi<sup>3</sup>e/j »); baril (« b »); millier de barils (« kb ») par jour (« kb/j »); et million d'unités thermiques britanniques (« MBtu »).*

**Les lecteurs devraient également prendre connaissance de la rubrique « Mise en garde » à la fin de ce document, laquelle renferme des renseignements concernant les énoncés prospectifs, des informations sur le pétrole et le gaz ainsi que les devises et renvois à Encana.**

## 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 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 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.

Encana est reconnue pour faire œuvre de pionnier dans la mise en valeur de zones d'intérêt et pour tirer parti de la technologie afin d'exploiter ces ressources et de se constituer une capacité de production sous-jacente à faibles coûts. 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 des zones de ressources. 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 des prix nets dans les périodes où les prix sont faibles. La rubrique « Aperçu des résultats » du présent rapport de gestion et la note 20 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés renferment d'autres renseignements concernant les positions de la Société sur les prix des marchandises au 30 septembre 2014.

De plus amples renseignements sur les résultats attendus d'Encana se trouvent dans ses prévisions pour 2014, lesquelles peuvent être consultées dans son site Web, à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).

## Activités d'Encana

La stratégie commerciale qui a été annoncée en novembre 2013 n'a entraîné aucun changement important dans les secteurs à présenter d'Encana. Ceux-ci sont établis comme suit et en fonction de ses activités d'exploitation et régions géographiques :

- Le secteur **Activités au Canada** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes du centre de coûts canadien.
- Le secteur **Activités aux États-Unis** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes du centre de coûts américain.
- La principale responsabilité du secteur **Optimisation des marchés** consiste en la vente de la production de la Société. Ces ventes sont prises en compte dans les activités au Canada et aux États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers qui accordent 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 le trimestre clos le 30 septembre 2014 :

- Flux de trésorerie de 807 M\$, résultat d'exploitation de 281 M\$ et résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires de 2 807 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,03 \$ le kpi<sup>3</sup>, prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 90,22 \$ le baril et prix moyen obtenu pour les LGN de 48,76 \$ le baril.
- Production moyenne de gaz naturel de 2 199 Mpi<sup>3</sup>/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 104,0 kb/j.
- Profit sur les sorties d'actifs d'environ 3,2 G\$ avant impôt, profit découlant surtout de la vente de la participation d'Encana dans PrairieSky Royalty Ltd. (« PrairieSky ») et des actifs que la Société détenait à Bighorn.
- Versement de dividendes de 0,07 \$ par action.

Résultats d'Encana pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 :

- Flux de trésorerie de 2 557 M\$, résultat d'exploitation de 967 M\$ et résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires de 3 194 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,70 \$ le kpi<sup>3</sup>, prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 89,09 \$ le baril et prix moyen obtenu pour les LGN de 50,55 \$ le baril.
- Production moyenne de gaz naturel de 2 515 Mpi<sup>3</sup>/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 80,2 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, des actifs que la Société détenait à Bighorn et des biens de Jonah.
- Versement de dividendes de 0,21 \$ par action.
- Remboursement sur la dette à long terme et remboursement de titres d'emprunt totalisant 1,0 G\$.
- Trésorerie et équivalents de trésorerie d'environ 7,0 G\$ à la fin de la période.

Parmi les faits nouveaux importants survenus dans la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, citons les suivants :

- 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<sup>er</sup> mai 2014.
- L'annonce, le 29 septembre 2014, d'une convention de fusion définitive visant l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Athlon Energy Inc. (« Athlon ») par voie d'une offre publique d'achat en trésorerie (l'« offre ») pour la somme de 5,93 G\$, ou 58,50 \$ par action. Aux termes de cette convention, Encana reprendra également 1,15 G\$ de billets de premier rang d'Athlon, ce qui portera à environ 7,1 G\$ la valeur totale de cette transaction. Cette acquisition enrichira le portefeuille d'Encana d'environ 140 000 acres nettes dans le bassin permien, au Texas. La transaction a été approuvée à l'unanimité par le conseil d'administration d'Encana et par celui d'Athlon, et elle est assujettie aux modalités énoncées dans la convention de fusion ainsi qu'à d'autres conditions de clôture d'usage. Elle devrait être menée à terme au cours du quatrième trimestre de 2014.
- 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<sup>er</sup> avril 2014.
- 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 427 M\$, et la réalisation, le 30 septembre 2014, du reste de la transaction, pour un produit de quelque 70 M\$.
- La conclusion, le 12 mai 2014, de la vente des biens de Jonah 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 212 M\$ avant impôt.
- La réalisation d'une offre publique d'achat en trésorerie et la sollicitation de consentements visant les billets, à 5,80 %, échéant le 1<sup>er</sup> 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.

Par suite de la mise en œuvre de la stratégie annoncée en novembre 2013, les résultats de la Société pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 reflètent ce qui suit :

- L'acquisition d'Eagle Ford, 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 six actifs qui sont source de croissance et totalisant environ 1,4 G\$, soit 84 % du total des dépenses d'investissement.
- Un volume de production de pétrole et de LGN de 80,2 kb/j, ce qui dénote une hausse de 61 % en regard des neuf premiers mois de 2013. La moyenne des volumes de production de pétrole et de LGN a représenté 16 % du total de la production des neuf premiers mois de 2014, contre 10 % pour la même période un an plus tôt.
- Des réductions des charges d'exploitation et administratives totalisant environ 145 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, 30 M\$ aux charges administratives et 70 M\$ aux dépenses en immobilisations.

## Événements postérieurs à la date de clôture

---

### Acquisition d'Athlon

Le 3 novembre 2014, Encana a annoncé la conclusion d'un protocole d'entente visant le règlement de recours collectifs présumés qui avaient été déposés à la cour de chancellerie de l'État du Delaware et à la cour de district du comté de Tarrant, au Texas, en lien avec la convention visant son acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Athlon. Conformément au protocole d'entente, l'échéance de l'offre a été reportée du 7 novembre au 12 novembre 2014. Après son expiration, les actions d'Athlon qui auront été déposées seront réglées conformément aux modalités de l'offre, et il est prévu que toute action qui n'aura pas été déposée sera annulée et convertie en un droit de recevoir 58,50 \$ par action, soit le même montant que celui payé aux termes de l'offre. Cette transaction devrait être menée à terme au quatrième trimestre de 2014 et Encana prévoit la financer à même ses fonds en caisse.

### Sortie d'actifs à Clearwater

Le 8 octobre 2014, Encana a annoncé la conclusion 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, en contrepartie d'environ 605 M\$ CA. La vente vise des terrains d'une superficie d'environ 1,2 million d'acres nettes ainsi que plus de 6 800 puits productifs. Encana conservera environ 1,1 million d'acres nettes à Clearwater. Cette vente est assujettie au respect des conditions de clôture habituelles et devrait être réalisée au premier trimestre de 2015.

## Sommaire des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2014			2013				2012
	2014	2013	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Flux de trésorerie <sup>1)</sup> en dollars par action – dilué	2 557 \$	1 904 \$	807 \$	656 \$	1 094 \$	677 \$	660 \$	665 \$	579 \$	809 \$
Résultat d'exploitation <sup>1)</sup> en dollars par action – dilué	967	576	281	171	515	226	150	247	179	296
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires en dollars par action – de base et dilué	3 194	487	2 807	271	116	(251)	188	730	(431)	(80)
Dépenses d'investissement Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	1 669	1 995	598	560	511	717	641	639	715	780
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	5 765	4 435	2 285	1 588	1 892	1 423	1 392	1 984	1 059	1 605
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents <sup>1)</sup>	5 809	4 486	2 052	1 581	2 176	1 719	1 518	1 523	1 445	1 723
Profits (pertes) de couverture réalisés(e)s avant impôt	(215)	370	28	(102)	(141)	174	175	52	143	420
Pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier après impôt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(291)
Profit sur les sorties d'actifs après impôt	2 534	-	2 399	135	-	-	-	-	-	-
Volumes de production Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	2 515	2 788	2 199	2 541	2 809	2 744	2 723	2 766	2 877	2 948
Pétrole et LGN (kb/j)										
Pétrole	42,9	23,4	62,1	34,2	32,1	33,0	27,2	22,9	20,0	18,5
LGN	37,3	26,4	41,9	34,0	35,8	33,0	31,0	24,7	23,5	17,7
Total pour le pétrole et les LGN	80,2	49,8	104,0	68,2	67,9	66,0	58,2	47,6	43,5	36,2
Total de la production (Mpi <sup>3</sup> e/j)	2 996	3 087	2 823	2 949	3 216	3 140	3 072	3 052	3 138	3 166

1) Mesure non conforme aux PCGR définie à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » 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 ou pertes sur les sorties d'actifs, éléments qui sont indiqués dans les tableaux intitulés « Sommaire des résultats trimestriels » et « Prix et taux de change – par trimestre » et figurant dans le présent rapport de gestion. Tel qu'il est fait mention à la rubrique « Autres résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion, 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.

## Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2014 et 2013

Les flux de trésorerie se sont établis à 807 M\$, ayant augmenté de 147 M\$ dans le trimestre clos le 30 septembre 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 3,88 \$ le kpi<sup>3</sup>, contre 3,26 \$ le kpi<sup>3</sup> dans la même période de 2013, ce qui témoigne de la montée des prix de référence à l'AECCO et à la NYMEX. La progression des prix touchés pour le gaz naturel a accru de 144 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 524 Mpi<sup>3</sup>/j pour se situer à 2 199 Mpi<sup>3</sup>/j, contre 2 723 Mpi<sup>3</sup>/j au trimestre correspondant de 2013, ce qui a découlé essentiellement du fait que la Société a cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits, ainsi que des sorties d'actifs, des baisses normales de rendement, des arrêts d'exploitation des installations qui étaient prévus et des problèmes opérationnels qu'a éprouvés une tierce partie. Ces facteurs ont été atténués par la production provenant de Deep Panuke. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 178 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 73,48 \$ le baril, contre 69,60 \$ le baril un an plus tôt, ce qui rend compte de la proportion plus importante de pétrole produit par rapport à l'ensemble de la composition des liquides, facteur qui a été atténué par la contraction des prix de référence. L'amélioration des prix touchés pour les liquides a accru de 29 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 45,8 kb/j pour atteindre 104,0 kb/j, comparativement à 58,2 kb/j au même trimestre de 2013, ce qui s'explique essentiellement par l'acquisition d'Eagle Ford 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. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 301 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 28 M\$, comparativement à 175 M\$ dans le même trimestre de 2013.
- Les taxes à la production et impôts miniers ont baissé de 18 M\$ en raison surtout des déductions supplémentaires qui ont été réclamées.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 15 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, de la diminution des coûts de la rémunération à long terme par suite de la contraction du cours des actions d'Encana au troisième trimestre de 2014, des sorties d'actifs ainsi que du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, ce qui a été contrebalancé en partie par l'acquisition d'Eagle Ford.
- Une charge d'impôt exigible de 244 M\$ a été constatée, alors qu'une économie de 39 M\$ l'avait été un an plus tôt, tel qu'il est indiqué 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 en trésorerie sur les ventes d'actifs.

Le résultat d'exploitation s'est établi à 281 M\$, ayant progressé de 131 M\$ en raison principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». Un profit de change à la réévaluation d'autres actifs monétaires, la diminution des coûts de la rémunération à long terme ainsi que l'accroissement de la dotation aux amortissements et à l'épuisement ont également influé sur le résultat d'exploitation dégagé au troisième trimestre de 2014.

Le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires, soit 2 807 M\$, a bondi de 2 619 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 du troisième trimestre de 2014 a également été touché par les profits de couvertures latents, par une perte de change hors exploitation après impôt et par l'impôt différé.



## Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2014 et 2013

Les flux de trésorerie se sont établis à 2 557 M\$, ayant monté de 653 M\$ dans la période de neuf mois close le 30 septembre 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 4,99 \$ le kpi<sup>3</sup>, contre 3,53 \$ le kpi<sup>3</sup> un an plus tôt, ce qui témoigne de la majoration des prix de référence et tient compte de l'incidence des prix plus élevés qui ont été obtenus pour la production de Deep Panuke. La progression des prix touchés pour le gaz naturel a accru de 1 033 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 273 Mpi<sup>3</sup>/j pour se situer à 2 515 Mpi<sup>3</sup>/j, contre 2 788 Mpi<sup>3</sup>/j dans les neuf mois correspondants de 2013, ce qui a découlé essentiellement du fait que la Société a cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits, ainsi que des sorties d'actifs et des baisses normales de rendement. Ces facteurs ont été atténués par la production provenant de Deep Panuke. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 309 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 71,66 \$ le baril, contre 68,07 \$ le baril un an plus tôt, ce qui rend compte de la progression des prix de référence. L'amélioration des prix touchés pour les liquides a accru de 76 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 30,4 kb/j pour atteindre 80,2 kb/j, comparativement à 49,8 kb/j dans la même période de 2013, ce qui s'explique essentiellement par l'acquisition d'Eagle Ford, par les bons résultats des programmes de forage menés dans des zones gazières riches en liquides et en pétrole et par l'extraction de volumes supplémentaires de liquides, ce qui a été contrebalancé en partie par les sorties d'actifs. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 568 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les pertes de couverture réalisées avant impôt se sont établies à 215 M\$, comparativement à des profits de 370 M\$ pour la même période de 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont augmenté de 78 M\$ à cause principalement des coûts liés 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 repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et par les sorties d'actifs.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 81 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, des sorties d'actifs et du recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, ce qui a été contrebalancé en partie par la hausse des coûts de la rémunération à long terme par suite de la progression du cours des actions d'Encana ainsi que par l'acquisition d'Eagle Ford.
- Une charge d'impôt exigible de 241 M\$ a été constatée, alors qu'une économie de 166 M\$ l'avait été un an plus tôt, tel qu'il est indiqué 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 en trésorerie sur les ventes d'actifs.

Le résultat d'exploitation s'est établi à 967 M\$, ayant enregistré une hausse de 391 M\$ qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». Le résultat d'exploitation des neuf premiers mois de 2014 a également été touché par l'accroissement de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et par l'impôt différé.

Le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires, soit 3 194 M\$, a progressé de 2 707 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 des neuf premiers mois de 2014 a également été touché par la hausse de la perte de change hors exploitation après impôt et par l'impôt différé.

## Prix et taux de change – par trimestre

(moyenne de la période)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2014			2013				2012
	2014	2013	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
<b>Prix obtenus par Encana</b>										
Compte tenu des couvertures										
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>4,70 \$</b>	4,01 \$	<b>4,03 \$</b>	4,08 \$	5,82 \$	4,34 \$	4,00 \$	4,17 \$	3,86 \$	5,02 \$
Pétrole et LGN (\$/b)										
Pétrole	<b>89,09</b>	89,52	<b>90,22</b>	89,55	86,34	85,39	90,42	88,27	89,71	79,75
LGN	<b>50,55</b>	49,10	<b>48,76</b>	49,39	53,79	48,59	46,35	49,63	52,24	52,97
Total pour le pétrole et les LGN	<b>71,18</b>	68,09	<b>73,50</b>	69,53	69,19	67,01	66,95	68,25	69,45	66,65
Total (\$/kpi <sup>3</sup> e)	<b>5,86</b>	4,71	<b>5,85</b>	5,13	6,54	5,21	4,80	4,84	4,50	5,42
Compte non tenu des couvertures										
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>4,99</b>	3,53	<b>3,88</b>	4,46	6,37	3,69	3,26	3,99	3,35	3,45
Pétrole et LGN (\$/b)										
Pétrole	<b>89,99</b>	89,48	<b>90,18</b>	92,93	86,43	82,54	96,09	85,89	84,46	79,75
LGN	<b>50,55</b>	49,10	<b>48,76</b>	49,39	53,79	48,59	46,35	49,63	52,24	52,97
Total pour le pétrole et les LGN	<b>71,66</b>	68,07	<b>73,48</b>	71,23	69,23	65,58	69,60	67,10	67,04	66,65
Total (\$/kpi <sup>3</sup> e)	<b>6,11</b>	4,28	<b>5,73</b>	5,49	7,02	4,61	4,20	4,66	3,99	3,97
<b>Prix de référence du gaz naturel</b>										
NYMEX (\$/Mbtu)	<b>4,55</b>	3,67	<b>4,06</b>	4,67	4,94	3,60	3,58	4,09	3,34	3,40
AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	<b>4,55</b>	3,16	<b>4,22</b>	4,68	4,76	3,15	2,82	3,59	3,08	3,06
Algonquin City Gate (\$/Mbtu) <sup>1)</sup>	<b>9,09</b>	6,70	<b>2,97</b>	4,23	20,28	7,80	3,98	4,63	11,56	5,49
Écart de base (\$/Mbtu)										
AECO/NYMEX	<b>0,38</b>	0,57	<b>0,16</b>	0,40	0,60	0,59	0,89	0,56	0,27	0,32
<b>Prix de référence du pétrole</b>										
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	<b>99,61</b>	98,20	<b>97,17</b>	102,99	98,68	97,46	105,81	94,17	94,36	88,22
Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)	<b>100,87</b>	94,83	<b>97,16</b>	105,61	99,83	86,58	103,65	92,67	87,43	83,99
<b>Taux de change</b>										
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA	<b>0,914</b>	0,977	<b>0,918</b>	0,917	0,906	0,953	0,963	0,977	0,992	1,009

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 de 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. Au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois de 2014, le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, rend compte de prix de référence généralement plus élevés que ceux des mêmes périodes de 2013. Les activités de couverture ont haussé de 0,15 \$ le kpi<sup>3</sup> le prix moyen obtenu pour le gaz naturel au troisième trimestre de 2014, mais ont réduit de 0,29 \$ le kpi<sup>3</sup> celui touché pour les neuf premiers mois de 2014.

Au troisième trimestre et pour la période de neuf mois du présent exercice, le prix moyen que la Société a touché pour la production de gaz naturel de Deep Panuke a été respectivement de 1,87 \$ le kpi<sup>3</sup> et de 8,71 \$ le kpi<sup>3</sup>. Le prix moyen réalisé pour le gaz naturel produit à Deep Panuke a réduit de 0,18 \$ le kpi<sup>3</sup> le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel au troisième trimestre, mais a haussé de 0,37 \$ le kpi<sup>3</sup> celui qu'elle a réalisé dans les neuf premiers mois de 2014. En 2013, les installations de production de gaz naturel extracôtières Deep Panuke n'avaient été pleinement opérationnelles qu'à compter du mois de décembre.

Au troisième trimestre de 2014, le prix moyen qu'Encana a obtenu pour le pétrole, compte non tenu des couvertures, reflète le recul des prix de référence en regard de ce qu'ils étaient un an plus tôt. Pour les neuf premiers mois de 2014, ce prix rend compte du fait que les prix de référence ont été plus élevés que ceux de la même période de 2013. Les activités de couverture ont haussé de 0,04 \$ le baril le prix moyen qu'Encana a touché pour son pétrole au troisième trimestre de 2014, mais ont réduit de 0,90 \$ le baril celui qu'elle a réalisé dans les neuf premiers mois de cet exercice.

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 30 septembre 2014, Encana avait couvert, par voie de contrats à prix fixe à la NYMEX, environ 2 104 Mpi<sup>3</sup>/j de sa production de gaz naturel prévue d'octobre à décembre 2014, au prix moyen de 4,17 \$ le kpi<sup>3</sup>, et environ 825 Mpi<sup>3</sup>/j de celle prévue en 2015, au prix moyen de 4,37 \$ le kpi<sup>3</sup>. Encana avait également couvert environ 37,9 kb/j de sa production de pétrole projetée d'octobre à décembre 2014 en ayant recours à des contrats à prix fixe sur le WTI, au prix moyen de 97,93 \$ le baril. Le programme de couverture de la Société contribue au maintien de ses flux de trésorerie et de ses prix nets dans les périodes où les prix sont faibles. Pour obtenir de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Gestion des risques – Risques financiers » du présent rapport de gestion.

## Change

Tel qu'il a été indiqué précédemment, au troisième trimestre de 2014, le taux de change moyen entre les dollars américain et canadien a fléchi de 0,045 comparativement à celui des trois mêmes mois de 2013 et, au cours des neuf premiers mois de 2014, il a reculé de 0,063 en regard de ce qu'il était il y a un an. Le tableau ci-dessous indique certaines répercussions qu'ont eues les taux de change sur les résultats financiers d'Encana, comparativement à ceux des mêmes périodes de l'exercice précédent.

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	M\$	\$/kpi <sup>3</sup> e	M\$	\$/kpi <sup>3</sup> e
Augmentation (diminution) des éléments suivants :				
Dépenses d'investissement	(15) \$		(72) \$	
Charges de transport et de traitement	(9)	(0,03) \$	(34)	(0,04) \$
Charges d'exploitation	(4)	(0,01)	(18)	(0,02)
Charges administratives	(4)	(0,01)	(14)	(0,02)
Dotations aux amortissements et à l'épuisement	(7)	(0,03)	(29)	(0,04)

## Production et dépenses d'investissement, montant net

### Volumes de production (après redevances)

(moyenne quotidienne)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)				
Activités au Canada	1 374	1 414	1 468	1 400
Activités aux États-Unis	825	1 309	1 047	1 388
	<b>2 199</b>	<b>2 723</b>	<b>2 515</b>	<b>2 788</b>
Pétrole (kb/j)				
Activités au Canada	14,7	12,3	15,0	10,2
Activités aux États-Unis	47,4	14,9	27,9	13,2
	<b>62,1</b>	<b>27,2</b>	<b>42,9</b>	<b>23,4</b>
LGN (kb/j)				
Activités au Canada	27,6	20,5	25,3	17,4
Activités aux États-Unis	14,3	10,5	12,0	9,0
	<b>41,9</b>	<b>31,0</b>	<b>37,3</b>	<b>26,4</b>
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j)				
Activités au Canada	42,3	32,8	40,3	27,6
Activités aux États-Unis	61,7	25,4	39,9	22,2
	<b>104,0</b>	<b>58,2</b>	<b>80,2</b>	<b>49,8</b>
Total de la production (Mpi <sup>3</sup> e/j)				
Activités au Canada	1 628	1 611	1 710	1 566
Activités aux États-Unis	1 195	1 461	1 286	1 521
	<b>2 823</b>	<b>3 072</b>	<b>2 996</b>	<b>3 087</b>

Au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois de 2014 et en regard des périodes correspondantes de 2013, la moyenne des volumes de production de gaz naturel d'Encana a diminué en raison surtout du fait qu'elle a cherché à mieux équilibrer son portefeuille de produits, ainsi qu'à cause des sorties d'actifs et des baisses normales de rendement, ce qui a été compensé en partie par la production provenant de Deep Panuke. Au troisième trimestre de 2014, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 2 199 Mpi<sup>3</sup>/j, ce qui signale un recul de 524 Mpi<sup>3</sup>/j par rapport à celui du trimestre correspondant de 2013. Dans les neuf premiers mois de 2014, le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 2 515 Mpi<sup>3</sup>/j, pour une baisse de 273 Mpi<sup>3</sup>/j par rapport à celui de la période correspondante de 2013. Les volumes des activités au Canada ont augmenté durant la période de neuf mois de 2014 essentiellement en raison de la production provenant de Deep Panuke ainsi que du programme de forage fructueux qui a été mené à Montney, facteurs atténués par la vente des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie au deuxième trimestre de 2013, par la vente, en 2014, de biens qui ne constituaient pas un bon complément au portefeuille d'actifs d'Encana et par des baisses normales de rendement. Quant aux volumes des activités aux États-Unis, ils ont fléchi dans les neuf premiers mois du présent exercice essentiellement à cause de la vente des biens de Jonah et d'East Texas et des baisses normales de rendement à Haynesville et à Piceance.

Au troisième trimestre de 2014, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 104,0 kb/j, en hausse de 45,8 kb/j par rapport à celui du trimestre correspondant de 2013. Dans les neuf premiers mois de 2014, le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 80,2 kb/j, ce qui reflète une progression de 30,4 kb/j par rapport à celui réalisé un an plus tôt. Les volumes des activités au Canada ont augmenté dans les neuf premiers mois du présent exercice principalement en raison des bons résultats d'une campagne de forage menée à Montney, de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à Bighorn ainsi que de l'élargissement des volumes visés par des redevances à Clearwater et associés aux terrains qui ont été cédés

à PrairieSky. Dans cette même période, les volumes des activités aux États-Unis se sont accrus en raison surtout de l'acquisition d'Eagle Ford et des programmes de forage fructueux qui ont été réalisés dans le bassin DJ et à San Juan, ce qui a été atténué par la vente des biens de Jonah.

Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a représenté respectivement 22 % et 16 % du volume de production total du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2014, contre respectivement 11 % et 10 % dans les périodes correspondantes de 2013.

## Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Activités au Canada	293 \$	301 \$	924 \$	1 011 \$
Activités aux États-Unis	305	330	737	940
Optimisation des marchés	(2)	-	-	2
Activités non sectorielles et autres	2	10	8	42
Dépenses d'investissement	598	641	1 669	1 995
Acquisitions	29	52	2 975	161
Sorties d'actifs	(2 036)	(103)	(4 354)	(610)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(2 007)	(51)	(1 379)	(449)
Dépenses d'investissement, montant net	(1 409) \$	590 \$	290 \$	1 546 \$

Dans les neuf premiers mois de 2014, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 1 669 M\$, contre 1 995 M\$ dans la période correspondante de 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 coentreprises. Dans les neuf premiers mois de 2014, les dépenses d'investissement consenties aux actifs qui sont source de croissance pour la Société, ce qui englobe Montney, Duvernay, le bassin DJ, San Juan, Eagle Ford et le schiste marin Tuscaloosa (« SMT »), se sont chiffrées à 1 401 M\$, soit quelque 84 % du total de ses dépenses d'investissement.

### Acquisitions

Les acquisitions réalisées dans les neuf premiers mois de 2014 se sont chiffrées à 14 M\$ dans le cas des activités au Canada et à 2 961 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.

Les acquisitions réalisées par les activités aux États-Unis ont exigé quelque 2,9 G\$, après les ajustements de clôture, aux fins de 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.

### Sorties d'actifs

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, les sorties d'actifs des activités au Canada se sont chiffrées à 1 850 M\$ et celles des activités aux États-Unis ont totalisé 2 270 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, 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 497 M\$ relativement à la vente de certains biens d'East Texas. Les biens de Jonah comprenaient quelque 24 000 acres nettes et 1 500 puits actifs ainsi qu'environ 100 000 acres nettes non mises en valeur. Quant aux biens d'East Texas, ils englobaient environ 90 000 acres nettes situées principalement dans les comtés de Leon et Robertson, à East Texas.

Les sorties d'actifs des activités au Canada pour les neuf premiers mois de 2013 avaient essentiellement englobé la vente des biens de gaz naturel de la Société dans la formation Jean Marie.

La Société constate des profits ou pertes sur les cessions d'actifs qui modifient 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 le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, Encana a constaté, dans le centre de coûts canadien, un profit d'environ 1 024 M\$ avant impôt sur la vente de ses actifs à Bighorn et a attribué à cette transaction un goodwill de 257 M\$. En outre, dans la période de neuf mois close à cette date, Encana a inscrit, dans le centre de coûts américain, un profit d'environ 212 M\$ avant impôt sur la vente des biens de Jonah et a attribué à cette transaction un goodwill de 68 M\$.

Les montants touchés par suite de ces sorties d'actifs ont été retranchés des comptes de coût entier canadien et américain respectifs, sauf dans le cas de la vente des actifs à Bighorn et des biens de Jonah, tel qu'il est indiqué ci-dessus, et de la vente de la participation dans PrairieSky, comme il est décrit ci-après.

### **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 la participation dans PrairieSky a modifié fortement le rapport entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts canadien, Encana a constaté sur cette sortie d'actifs un profit d'environ 2,1 G\$ avant impôt.

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 une participation dans PrairieSky, Encana consolidait la situation financière et les résultats d'exploitation de celle-ci et avait constaté une participation ne donnant pas le contrôle au titre de la participation détenue par des tiers.

La note 15 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés renferme plus d'informations concernant les transactions mettant en jeu PrairieSky.



## Résultats d'exploitation

### Activités au Canada

#### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2014 et 2013

	Trimestres clos les 30 septembre							
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		Total des prix nets (\$/kpi <sup>3</sup> e)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	740 \$	595 \$	3,78 \$	2,90 \$	64,79 \$	67,33 \$	4,87 \$	3,90 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	19	95	0,16	0,78	(0,31)	(2,59)	0,13	0,63
Charges								
Taxes à la production et impôts miniers	4	8	0,01	0,01	0,67	1,91	0,02	0,05
Transport et traitement	202	190	1,47	1,38	4,21	2,41	1,35	1,27
Charges d'exploitation	76	86	0,52	0,55	2,05	3,74	0,49	0,56
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou prix net	477 \$	406 \$	1,94 \$	1,74 \$	57,55 \$	56,68 \$	3,14 \$	2,65 \$

	Trimestres clos les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total de la production (Mpi <sup>3</sup> e/j)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Volumes de production – après redevances	1 374	1 414	42,3	32,8	1 628	1 611

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du troisième trimestre de 2014 se sont établis à 477 M\$, ayant augmenté de 71 M\$ grâce surtout aux principaux éléments indiqués ci-dessous.

- La montée des prix du gaz naturel reflète des prix de référence généralement plus élevés, lesquels ont accru de 114 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen que la Société a touché pour sa production de gaz naturel à Deep Panuke a été de 1,87 \$ le kpi<sup>3</sup>, ce qui a réduit de 0,29 \$ le kpi<sup>3</sup> le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel. Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 1 374 Mpi<sup>3</sup>/j, a fléchi de 40 Mpi<sup>3</sup>/j, facteur qui a affaibli de 15 M\$ les produits des activités ordinaires. Cette baisse a découlé essentiellement des arrêts d'exploitation des installations qui étaient prévus, des problèmes opérationnels qu'a éprouvés une tierce partie, des baisses normales de rendement et de la vente de biens qui ne constituaient pas un bon complément au portefeuille d'actifs d'Encana, facteurs qui ont été atténués par la hausse d'environ 156 Mpi<sup>3</sup>/j du volume produit à Deep Panuke.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 42,3 kb/j, en hausse de 9,5 kb/j, ce qui a permis d'accroître de 59 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté essentiellement des bons résultats d'une campagne de forage à Montney. Le fléchissement des prix des liquides a retranché 12 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Les profits de couverture réalisés se sont établis à 19 M\$, contre 95 M\$ en 2013.

- Les charges de transport et de traitement ont augmenté de 12 M\$ à cause essentiellement de l'accroissement des volumes de liquides qui ont été traités et des coûts associés à la production de Deep Panuke, ce qui a été atténué par le recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. En 2013, les installations de production de gaz naturel extracôtières Deep Panuke n'avaient été pleinement opérationnelles qu'à compter du mois de décembre.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 10 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 baisse des coûts de la rémunération à long terme par suite de la contraction du cours des actions d'Encana au troisième trimestre de 2014 ainsi que du recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

### Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2014 et 2013

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre							
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		Total des prix nets (\$/kpi <sup>3</sup> e)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2 811 \$	1 793 \$	5,14 \$	3,26 \$	65,73 \$	66,13 \$	5,96 \$	4,07 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(105)	186	(0,25)	0,48	(0,52)	(0,09)	(0,22)	0,43
Charges								
Taxes à la production et impôts miniers	13	11	0,01	0,01	0,85	1,12	0,03	0,02
Transport et traitement	642	531	1,48	1,33	4,19	1,83	1,37	1,23
Charges d'exploitation	246	282	0,55	0,62	1,64	4,29	0,51	0,63
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou prix net	1 805 \$	1 155 \$	2,85 \$	1,78 \$	58,53 \$	58,80 \$	3,83 \$	2,62 \$

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total de la production (Mpi <sup>3</sup> e/j)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Volumes de production – après redevances	1 468	1 400	40,3	27,6	1 710	1 566

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des neuf premiers mois de 2014 se sont établis à 1 805 M\$, ayant augmenté de 650 M\$ grâce surtout aux principaux éléments indiqués ci-dessous.

- La montée des prix du gaz naturel reflète la progression des prix de référence. Le prix obtenu pour le gaz naturel produit à Deep Panuke a été de 8,71 \$ le kpi<sup>3</sup>, ce qui a haussé de 0,65 \$ le kpi<sup>3</sup> le prix moyen touché pour le gaz naturel. La hausse du prix moyen obtenu pour le gaz naturel produit, ce qui inclut celui de Deep Panuke, a accru de 758 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 1 468 Mpi<sup>3</sup>/j, a augmenté de 68 Mpi<sup>3</sup>/j, ce qui a haussé de 46 M\$ les produits des activités ordinaires. Cette hausse a découlé essentiellement de l'accroissement d'environ 217 Mpi<sup>3</sup>/j du volume produit à Deep Panuke et d'un programme de forage fructueux à Montney, ce qui a été contrebalancé en partie par la vente des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie, biens dont la production avait été d'environ 79 Mpi<sup>3</sup>/j dans les neuf premiers mois de 2013, par la vente de biens qui ne constituaient pas un bon complément au portefeuille d'actifs d'Encana et par des baisses normales de rendement.



- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 40,3 kb/j, en hausse de 12,7 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 229 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté principalement des bons résultats d'une campagne de forage à Montney, de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à Bighorn ainsi que de l'élargissement des volumes visés par des redevances à Clearwater et associés aux terrains qui ont été cédés à PrairieSky.
- Des pertes de couverture réalisées de 105 M\$ ont été subies, alors que des profits de 186 M\$ avaient été constatés en 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont monté de 111 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. En 2013, les installations de production de gaz naturel extracôtières Deep Panuke n'avaient été pleinement opérationnelles qu'à compter du mois de décembre.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 36 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 et de la vente des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie au deuxième trimestre de 2013, ce qui a été contrebalancé en partie par la hausse des coûts de la rémunération à long terme par suite de la progression du cours des actions d'Encana.

## Résultats par zone de ressources

	Trimestres clos les 30 septembre					
	Production de gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital <sup>1)</sup> (en millions de dollars)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Montney	517	513	20,7	11,8	205 \$	136 \$
Duvernay	15	5	2,6	0,7	58	11
Autres activités en amont						
Clearwater	291	332	9,9	9,8	10	41
Bighorn	162	253	8,7	9,9	3	77
Deep Panuke	186	30	-	-	4	5
Autres et nouvelles zones de ressources	203	281	0,4	0,6	13	31
<b>Total - activités au Canada</b>	<b>1 374</b>	<b>1 414</b>	<b>42,3</b>	<b>32,8</b>	<b>293 \$</b>	<b>301 \$</b>

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Production de gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital <sup>1)</sup> (en millions de dollars)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Montney	495	451	16,7	8,8	619 \$	379 \$
Duvernay	11	3	1,9	0,5	210	87
Autres activités en amont						
Clearwater	307	336	10,9	9,1	40	156
Bighorn	212	246	10,6	8,3	22	258
Deep Panuke	227	10	-	-	3	44
Autres et nouvelles zones de ressources	216	354	0,2	0,9	30	87
<b>Total - activités au Canada</b>	<b>1 468</b>	<b>1 400</b>	<b>40,3</b>	<b>27,6</b>	<b>924 \$</b>	<b>1 011 \$</b>

1) Les montants présentés sous la colonne Capital pour 2013 reflètent le reclassement, depuis le poste Autres et nouvelles zones de ressources aux zones de ressources indiquées, de coûts d'exploitation incorporés.

La présentation des résultats par zone de ressources a été actualisée en fonction de la stratégie commerciale de la Société. Les zones Montney et Duvernay sont présentées séparément en 2014 puisque Encana concentre

désormais ses dépenses d'investissement dans les actifs qui devraient expressément favoriser sa croissance. Les résultats d'exploitation associés aux terrains cédés à PrairieSky ont été pris en compte dans la zone de ressources Clearwater d'Encana jusqu'au 25 septembre 2014.

Le poste Autres activités en amont tient compte des résultats attribuables à des zones de ressources qui, pour le moment, ne font pas partie des priorités stratégiques de la Société.

### Autres charges

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Dotation aux amortissements et à l'épuisement (en millions de dollars)	166 \$	148 \$	503 \$	445 \$
Taux d'épuisement (en dollars par kpi <sup>3</sup> e)	1,10	0,99	1,07	1,03

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a augmenté en regard de ce qu'elle était pour les mêmes périodes en 2013 en raison essentiellement de la hausse des volumes de production et du taux d'épuisement, ce qui a été atténué par le recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Le taux d'épuisement a été touché par le recul des réserves prouvées en raison d'un changement dans les 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. Le taux d'épuisement de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 a également été touché par la vente, au deuxième trimestre de 2013, des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie.

## Activités aux États-Unis

### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2014 et 2013

	Trimestres clos les 30 septembre							
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		Total des prix nets (\$/kpi <sup>3</sup> e)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	769 \$	616 \$	4,05 \$	3,66 \$	79,43 \$	72,53 \$	6,90 \$	4,54 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	11	77	0,12	0,69	0,25	(2,73)	0,10	0,57
Charges								
Taxes à la production et impôts miniers	13	27	(0,14)	0,13	4,18	4,90	0,12	0,20
Transport et traitement	166	184	2,13	1,53	0,63	-	1,51	1,37
Charges d'exploitation	96	94	0,65	0,65	7,80	5,13	0,85	0,67
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou prix net	505 \$	388 \$	1,53 \$	2,04 \$	67,07 \$	59,77 \$	4,52 \$	2,87 \$

	Trimestres clos les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total de la production (Mpi <sup>3</sup> e/j)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Volumes de production – après redevances	825	1 309	61,7	25,4	1 195	1 461

Au troisième trimestre de 2014, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 505 M\$, ayant augmenté de 117 M\$ grâce surtout aux principaux éléments indiqués ci-dessous.

- Le volume de production moyen de gaz naturel s'est situé à 825 Mpi<sup>3</sup>/j, accusant une baisse de 484 Mpi<sup>3</sup>/j, laquelle a retranché 163 M\$ des produits des activités ordinaires et a découlé essentiellement de la vente des biens de Jonah et d'East Texas ainsi que des baisses normales de rendement à Piceance et à Haynesville. La hausse des prix du gaz naturel reflète la majoration des prix de référence, ce qui a accru de 30 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a été de 61,7 kb/j, pour une progression de 36,3 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 242 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté principalement de l'acquisition d'Eagle Ford et des campagnes de forage fructueuses qui ont été menées dans le bassin DJ, à San Juan et dans le SMT. Ces facteurs ont été atténués par la vente des biens de Jonah. La majoration des prix des liquides a accru de 41 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 11 M\$, comparativement à 77 M\$ pour la même période en 2013.
- Les taxes à la production et impôts miniers ont baissé de 14 M\$ en raison surtout des déductions supplémentaires qui ont été réclamées.
- Les charges de transport et de traitement ont fléchi de 18 M\$ grâce essentiellement à la vente des biens de Jonah et d'East Texas.
- Les charges d'exploitation se sont accrues de 2 M\$ en raison surtout de l'acquisition d'Eagle Ford, ce qui a été atténué par la baisse des salaires et des avantages du personnel qu'ont permise des réductions de la main-d'œuvre par suite de la restructuration réalisée en 2013, par la diminution des coûts de la rémunération à long terme en raison du recul du cours des actions d'Encana au troisième trimestre de 2014 et par la vente des biens de Jonah.

## Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2014 et 2013

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre							
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		Total des prix nets (\$/kpi <sup>3</sup> e)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2 234 \$	1 891 \$	4,78 \$	3,81 \$	77,63 \$	70,48 \$	6,30 \$	4,51 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(103)	181	(0,34)	0,47	(0,45)	0,15	(0,29)	0,44
Charges								
Taxes à la production et impôts miniers	84	86	0,11	0,15	4,72	4,68	0,24	0,21
Transport et traitement	506	547	1,76	1,44	0,33	-	1,44	1,32
Charges d'exploitation	249	303	0,64	0,64	5,87	8,24	0,70	0,70
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou prix net	1 292 \$	1 136 \$	1,93 \$	2,05 \$	66,26 \$	57,71 \$	3,63 \$	2,72 \$

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total de la production (Mpi <sup>3</sup> e/j)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Volumes de production – après redevances	1 047	1 388	39,9	22,2	1 286	1 521

Pour les neuf premiers mois de 2014, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 292 M\$, ayant augmenté de 156 M\$ grâce surtout aux principaux éléments indiqués ci-dessous.

- La hausse des prix du gaz naturel reflète la majoration des prix de référence, ce qui a augmenté de 275 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 047 Mpi<sup>3</sup>/j, accusant une baisse de 341 Mpi<sup>3</sup>/j, laquelle a retranché 355 M\$ des produits des activités ordinaires et a découlé essentiellement de la vente des biens de Jonah et d'East Texas ainsi que des baisses normales de rendement à Haynesville et à Piceance.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 39,9 kb/j, pour une progression de 17,7 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 339 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté principalement de l'acquisition d'Eagle Ford et des campagnes de forage fructueuses qui ont été menées dans le bassin DJ et à San Juan. Ces facteurs ont été atténués par la vente des biens de Jonah. La majoration des prix des liquides a accru de 82 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les pertes de couverture réalisées se sont chiffrées à 103 M\$, alors que des profits de 181 M\$ avaient été constatés pour la même période de 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont baissé de 41 M\$ grâce essentiellement à la vente des biens de Jonah et d'East Texas.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 54 M\$ en raison surtout de la baisse des salaires et des avantages du personnel qu'ont permise des réductions de la main-d'œuvre par suite de la restructuration réalisée en 2013 et de la vente des biens de Jonah, ce qui a été contrebalancé en partie par l'acquisition d'Eagle Ford et par la hausse des coûts de la rémunération à long terme en raison de l'appréciation du cours des actions d'Encana.

## Résultats par zone de ressources

	Trimestres clos les 30 septembre					
	Production de gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital <sup>(1)</sup> (en millions de dollars)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Eagle Ford	35	-	37,6	-	113 \$	- \$
Bassin DJ	38	37	11,8	8,2	68	55
San Juan	9	3	3,5	1,9	89	61
Autres activités en amont						
Piceance	398	444	4,8	5,5	3	87
Haynesville	298	336	-	-	1	49
Jonah	-	320	0,2	4,8	(2)	16
East Texas	21	132	-	1,1	(1)	21
Autres et nouvelles zones de ressources	26	37	3,8	3,9	34	41
<b>Total - activités aux États-Unis</b>	<b>825</b>	<b>1 309</b>	<b>61,7</b>	<b>25,4</b>	<b>305 \$</b>	<b>330 \$</b>

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Production de gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital <sup>(1)</sup> (en millions de dollars)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Eagle Ford	13	-	14,3	-	125 \$	- \$
Bassin DJ	40	38	10,8	7,6	196	135
San Juan	8	2	3,4	0,9	191	133
Autres activités en amont						
Piceance	414	456	5,2	5,0	29	199
Haynesville	331	377	-	-	34	140
Jonah	134	332	2,4	4,8	25	43
East Texas	77	141	0,7	0,9	9	67
Autres et nouvelles zones de ressources	30	42	3,1	3,0	128	223
<b>Total - activités aux États-Unis</b>	<b>1 047</b>	<b>1 388</b>	<b>39,9</b>	<b>22,2</b>	<b>737 \$</b>	<b>940 \$</b>

1) Les montants présentés sous la colonne Capital pour 2013 reflètent le reclassement, depuis le poste Autres et nouvelles zones de ressources aux zones de ressources indiquées, de coûts d'exploitation incorporés.

La présentation des résultats par zone de ressources a été actualisée en fonction de la stratégie commerciale de la Société et afin de refléter l'acquisition d'Eagle Ford. Le bassin DJ et San Juan sont présentés séparément en 2014 puisque Encana concentre désormais ses dépenses d'investissement dans les actifs qui devraient expressément favoriser sa croissance.

Le poste Autres activités en amont tient compte des résultats attribuables à des zones de ressources 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, dont le SMT qui est présenté dans l'élément Autres et nouvelles zones de ressources. Au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois de 2014, les dépenses d'investissement consacrées au SMT ont totalisé 13 M\$ et 60 M\$, respectivement.

## Autres charges

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Dotation aux amortissements et à l'épuisement (en millions de dollars)	279 \$	205 \$	694 \$	623 \$
Taux d'épuisement (en dollars par kpi <sup>3</sup> e)	2,54	1,52	1,98	1,50

Au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois de 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a dépassé celle des mêmes périodes il y a un an à cause de l'augmentation du taux d'épuisement, ce qui a été atténué par la contraction des volumes de production. La hausse du taux d'épuisement en 2014 a découlé principalement du recul des réserves prouvées en raison d'un changement dans les plans de mise en valeur d'Encana, celle-ci cherchant à mieux équilibrer la composition de son portefeuille de produits, ainsi que de l'acquisition d'Eagle Ford, ce qui a été contrebalancé en partie par la vente des biens de Jonah.

## Optimisation des marchés

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	486 \$	104 \$	890 \$	357 \$
Charges				
Activités d'exploitation	11	13	37	26
Produits achetés	474	85	844	303
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	-	3	4	9
	1 \$	3 \$	5 \$	19 \$

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. Comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2013, les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont augmenté au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois de 2014, et ce, en raison surtout de la majoration des prix des marchandises et de l'accroissement des achats auprès de tiers et des ventes de produits qui a résulté des services de transition associés aux sorties d'actifs de la Société.

## Activités non sectorielles et autres

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	260 \$	(95) \$	38 \$	27 \$
Charges				
Transport et traitement	2	2	1	(7)
Activités d'exploitation	7	12	25	27
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	31	32	93	100
Pertes de valeur	-	21	-	21
	220 \$	(162) \$	(81) \$	(114) \$

Les produits des activités ordinaires tiennent essentiellement compte des profits ou pertes de couverture latents qui sont constatés à l'égard de contrats financiers dérivés et qui découlent de la volatilité des courbes des prix à terme des marchandises et des variations du solde des contrats non réglés d'une période à l'autre. Les charges de transport et de traitement reflètent les 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 comprend l'amortissement d'actifs non sectoriels, tels le matériel informatique, les immeubles abritant les bureaux, le mobilier et les aménagements des locaux loués. La charge au titre des pertes de valeur qui avait été constatée en 2013 avait trait à certains actifs non sectoriels.

Les résultats des Activités non sectorielles et autres englobent les produits des activités ordinaires et les charges d'exploitation associés à la sous-location de locaux pour bureaux dans l'immeuble de bureaux The Bow. Pour d'autres informations concernant la sous-location de cet immeuble, il y a lieu de se reporter à la note 11 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés.

## Autres résultats d'exploitation

### Charges

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	13 \$	12 \$	39 \$	40 \$
Charges administratives	69	94	269	272
Intérêts	133	143	402	424
(Profit) perte de change, montant net	202	(103)	254	165
(Profit) perte sur les sorties d'actifs	(3 239)	-	(3 442)	(4)
Autres	-	(3)	8	(6)
	<b>(2 822) \$</b>	143 \$	<b>(2 470) \$</b>	891 \$

Les charges administratives, compte non tenu des coûts de restructuration, des coûts de la rémunération à long terme et des frais juridiques, se sont établies à 63 M\$ au troisième trimestre de 2014, contre 71 M\$ dans le trimestre correspondant de 2013 et, pour les neuf premiers mois de 2014, elles ont été de 197 M\$, comparativement à 240 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. Leur diminution reflète les réductions de coûts qu'ont permises les compressions de la main-d'œuvre réalisées dans le cadre de la restructuration effectuée en 2013 ainsi que l'incidence du recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

Les charges d'intérêts du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 ont baissé en regard de ce qu'elles étaient aux périodes correspondantes de 2013 en raison surtout de la réduction des charges d'intérêts sur la dette par suite du remboursement et du rachat de titres d'emprunt à long terme au premier semestre de 2014, ce qui a été atténué par la hausse des intérêts liés aux installations de production Deep Panuke. La note 11 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires résumés renferme plus de renseignements sur le contrat de location-acquisition visant ces installations.

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 de titres d'emprunt à long terme en dollars américains émis depuis le Canada ainsi que de la réévaluation et du règlement d'autres actifs et passifs monétaires.

Les profits sur les sorties d'actifs inscrits pour les neuf premiers mois de 2014 tiennent essentiellement compte de l'incidence, avant impôt, de la vente de la participation d'Encana dans PrairieSky, des actifs à Bighorn et des biens de Jonah, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

### Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Charge (économie) d'impôt sur le résultat exigible	244 \$	(39) \$	241 \$	(166) \$
Charge (économie) d'impôt sur le résultat différé	505	(10)	825	(84)
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	<b>749 \$</b>	(49) \$	<b>1 066 \$</b>	(250) \$

Dans les neuf premiers mois de 2014, une charge d'impôt sur le résultat exigible de 241 M\$ a été constatée, alors qu'une économie de 166 M\$ l'avait été dans la même période de l'exercice précédent. La charge d'impôt sur le résultat exigible inscrite pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 des neuf premiers mois de 2013, elle était essentiellement imputable à des montants relatifs à des périodes antérieures.

En comparaison de ce qu'il était un an plus tôt, le total de la charge d'impôt sur le résultat a augmenté dans les neuf premiers mois de 2014, et ce, en raison de l'incidence des variations du taux d'impôt effectif annuel estimé ainsi que des variations du résultat net avant impôt, des montants relatifs à des périodes antérieures comparativement à ceux de 2013 et de la charge d'impôt qui a été constatée en lien avec la vente, en 2014, de la participation que la Société détenait dans PrairieSky.

La charge d'impôt sur le résultat intermédiaire d'Encana est calculée au moyen du taux d'impôt effectif annuel estimé qui est appliqué au résultat net avant impôt depuis le début de l'exercice, auquel sont ajoutés l'incidence des changements législatifs et les montants relatifs à des périodes antérieures. De plus, une charge d'impôt sur le résultat a été inscrite eu égard à la vente de la participation de la Société dans PrairieSky.

Le taux d'impôt effectif de la Société pour les neuf premiers mois de 2014 a dépassé celui d'il y a un an en raison surtout de variations du résultat annuel attendu, des montants relatifs à des périodes antérieures et de la charge d'impôt qui a été constatée sur la vente de sa participation dans PrairieSky.

Le taux d'impôt effectif annuel estimé dépend du résultat annuel attendu, des écarts par rapport aux taux prévus par la loi et à des taux à l'étranger, des tranches non imposables des gains ou pertes en capital, des écarts de nature fiscale résultant de sorties d'actifs et de transactions ainsi que 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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités d'exploitation	696 \$	935 \$	2 406 \$	1 827 \$
Activités d'investissement	3 805	(522)	1 870	(1 339)
Activités de financement	(95)	(107)	231	(365)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en monnaies étrangères	(90)	36	(99)	(44)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	4 316 \$	342 \$	4 408 \$	79 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	6 974 \$	3 258 \$	6 974 \$	3 258 \$

## Activités d'exploitation

Au troisième trimestre de 2014, les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation, d'un montant de 696 M\$, ont été de 239 M\$ inférieurs à ceux de la période correspondante de 2013. Cette baisse a découlé des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, ce qui a été contrebalancé en partie par les fluctuations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Sommaire des résultats trimestriels » du présent rapport de gestion. Pour le troisième trimestre de 2014, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un excédent de 155 M\$, comparativement à un déficit de 300 M\$ au troisième trimestre de 2013.



Pour les neuf premiers mois de 2014, les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation, d'un montant de 2 406 M\$, ont augmenté de 579 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2013. Cette hausse a découlé surtout des variations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Sommaire des résultats trimestriels » du présent rapport de gestion. Pour les neuf premiers mois de 2014, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un excédent de 132 M\$, comparativement à 4 M\$ pour la période correspondante de 2013.

La Société affichait un fonds de roulement positif de 6 791 M\$ au 30 septembre 2014, en regard de 1 338 M\$ au 31 décembre 2013. L'accroissement du fonds de roulement a résulté principalement de la hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que de la diminution de la partie courante de la dette à long terme. Au 30 septembre 2014, le fonds de roulement incluait une trésorerie et des équivalents de trésorerie totalisant 6 974 M\$, contre 2 566 M\$ au 31 décembre 2013. Encana prévoit continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

## Activités d'investissement

---

Les activités d'investissement ont généré des flux de trésorerie nets de 3 805 M\$ au troisième trimestre de 2014, alors qu'elles avaient exigé des flux de trésorerie nets de 522 M\$ un an plus tôt. Cette amélioration a découlé surtout du produit tiré de la vente de la participation de la Société dans PrairieSky et des actifs à Bighorn.

Des flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement de 1 870 M\$ ont été inscrits dans les neuf premiers mois de 2014, alors que des flux de trésorerie nets de 1 339 M\$ avaient été affectés à ces activités au cours de la période correspondante de 2013. La constatation de flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement a résulté essentiellement du produit de la vente de la participation de la Société dans PrairieSky et du produit des sorties d'actifs à Bighorn, à Jonah et à East Texas, ce qui a été atténué par l'acquisition d'Eagle Ford. Dans la période correspondante de 2013, les activités d'investissement tenaient compte du produit tiré de 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. La rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion renferme d'autres informations sur les dépenses d'investissement et les sorties d'actifs.

## Activités de financement

---

Pour les neuf premiers mois de 2014, les flux de trésorerie nets provenant des activités de financement ont totalisé 231 M\$, alors que des flux de trésorerie nets de 365 M\$ avaient été affectés à ces activités au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. L'amélioration 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 1 463 M\$, facteur atténué par un remboursement de 1 002 M\$ sur la dette à long terme, tel qu'il est indiqué ci-dessous.

### Dette à long terme

Exclusion faite de la partie courante, la dette à long terme d'Encana totalisait 6 086 M\$ au 30 septembre 2014 et 6 124 M\$ au 31 décembre 2013. Au 30 septembre 2014, la partie courante de sa dette à long terme était de néant, contre 1 000 M\$ au 31 décembre 2013. Il n'y avait aucun encours sur les facilités de crédit renouvelables de la Société au 30 septembre 2014 ou au 31 décembre 2013.

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<sup>er</sup> 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\$.

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.

### Facilités de crédit et prospectus préalable

Encana dispose de deux facilités de crédit bancaires renouvelables consenties et a déposé un prospectus préalable portant sur des titres en dollars américains. Au 30 septembre 2014, elle avait à sa disposition des facilités de crédit bancaires renouvelables consenties et inutilisées totalisant 4,1 G\$ et avait déposé, sans l'utiliser, un prospectus préalable visant un maximum de 6,0 G\$ de titres.

- Encana a accès à une facilité de crédit bancaire renouvelable de 3,5 G\$ CA (3,1 G\$) qui reste disponible jusqu'en juin 2018 et dont la totalité est toujours inutilisée.
- L'une de ses filiales américaines dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 1,0 G\$ qui demeure disponible jusqu'en juin 2018 et qui est toujours inutilisée.
- 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 30 septembre 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 énoncée dans ces conventions et selon laquelle elle doit maintenir son ratio dette/capitaux permanents ajustés à moins de 60 %. Les définitions utilisées dans cette clause restrictive exigent que les capitaux permanents soient ajustés en fonction du cumul des pertes de valeur découlant de tests de plafonnement du coût entier qui avaient été constatées au 31 décembre 2011 en lien avec l'adoption, le 1<sup>er</sup> janvier 2012, des PCGR des États-Unis. Le ratio dette/capitaux permanents ajustés s'établissait à 26 % au 30 septembre 2014 et à 36 % au 31 décembre 2013.

### Données relatives aux actions en circulation

Au 30 septembre 2014, 741,1 millions d'actions ordinaires d'Encana étaient en circulation et 21,9 millions d'options sur actions assorties de droits à l'appréciation des actions jumelés (« DAAJ ») étaient en cours (8,7 millions d'options exerçables). Au 7 novembre 2014, 741,1 millions d'actions ordinaires d'Encana étaient en circulation et 21,8 millions d'options sur actions assorties de DAAJ étaient en cours (10,1 millions d'options exerçables). Les DAAJ donnent 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 initial.

Au cours des neuf premiers mois de 2014, Encana a émis 164 840 actions ordinaires en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), comparativement à 4,7 millions d'actions ordinaires dans la même période de 2013. Le nombre d'actions ordinaires qui ont été émises aux termes du RRD a fléchi dans les neuf premiers mois de 2014 en raison de l'annonce par Encana, en février 2014, que toute action liée à un dividende et associée à ce régime sera émise à même ses actions non émises et à un prix reflétant un escompte par rapport à leur cours moyen, sauf si la Société annonce le contraire par voie d'un communiqué de presse.

## Dividendes

Encana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires au gré du conseil d'administration. Au troisième trimestre de 2014, les versements de dividendes ont totalisé 52 M\$ ou 0,07 \$ par action, contre 148 M\$ ou 0,20 \$ par action au troisième trimestre de 2013. Pour les neuf premiers mois de 2014, les versements de dividendes ont totalisé 156 M\$ ou 0,21 \$ par action, contre 442 M\$ ou 0,60 \$ par action pour la même période de 2013.

Les dividendes versés ont inclus 1 M\$ d'actions ordinaires au troisième trimestre de 2014 et 4 M\$ d'actions ordinaires dans les neuf premiers mois de 2014, contre 41 M\$ d'actions ordinaires au troisième trimestre de 2013 et 80 M\$ pour les neuf mois correspondants de cet exercice, que, tel qu'il est indiqué ci-dessus, la Société a émises au lieu de verser des dividendes en trésorerie, conformément à son RRD.

Le 11 novembre 2014, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,07 \$ par action payable le 31 décembre 2014 aux actionnaires ordinaires inscrits le 15 décembre 2014.

## 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. Par sa 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 ajuster 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.

	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1,7 x	2,4 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	26 %	36 %

## Engagements et éventualités

### Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la Société au 30 septembre 2014.

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus						Par la suite	Total
	2014	2015	2016	2017	2018			
Transport et traitement	223 \$	929 \$	870 \$	873 \$	834 \$	4 265 \$	7 994 \$	
Forage et services aux champs pétroliers	166	133	114	86	48	30	577	
Contrats de location simple	10	42	37	29	26	36	180	
Engagements	399 \$	1 104 \$	1 021 \$	988 \$	908 \$	4 331 \$	8 751 \$	

Outre ceux figurant dans le tableau ci-dessus, Encana a d'importants engagements de mise en valeur qu'elle a pris auprès de 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.

En plus des engagements présentés ci-dessus, Encana a des obligations en vertu de son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser ses régimes de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. Des informations supplémentaires sur ce programme figurent à la note 20 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés. La Société prévoit financer ses engagements et obligations de 2014 par les flux de trésorerie ainsi que par la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

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

## 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 l'issue défavorable. 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'une des grandes sociétés nord-américaines de ressources naturelles 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 mise en valeur de zones de ressources 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 questions qui sont susceptibles d'entacher la réputation d'Encana sont généralement d'ordre stratégique ou constituent des 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 d'administration. 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 le recours à des 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 fixent les prix ou qui établissent un prix plancher ou un prix plafond. Afin de se protéger contre la variation des écarts de prix régionaux, Encana conclut des transactions 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 30 septembre 2014, figurent à la note 20 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés.

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 son conseil d'administration et qui régissent son portefeuille de créances, 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. Encana surveille de près sa capacité à accéder à du crédit à des conditions avantageuses et s'assure de disposer de liquidités suffisantes pour financer ses dépenses d'investissement ainsi que le versement de dividendes. La Société réduit son risque de liquidité en gérant sa structure du capital. Pour ce faire, elle peut ajuster 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 réalisés sur ces contrats sont constatés au moment du règlement. En menant des activités aux États-Unis et au Canada, Encana bénéficie, dans une certaine mesure, d'une couverture naturelle à l'égard du risque de change.

## 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 ci-dessus, 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 des pipelines, les défaillances techniques, 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.

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 grâce à plusieurs 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, notamment aux autorités de réglementation. Ses activités 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 en ce qui a trait 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 d'administration. Le comité de la responsabilité générale, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration 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 touchant l'environnement, la santé et la sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. 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 de lui imposer des coûts de conformité.

Plusieurs villes du Colorado ont adopté des ordonnances locales limitant ou interdisant certaines activités pétrolières et gazières, dont la fracturation hydraulique. 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 et ne devraient pas nuire à ses activités futures. 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.

Les règlements sur la qualité de l'air dans 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.

Une analyse exhaustive de la gestion des risques d'Encana est présentée dans son rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

## Méthodes et estimations comptables

### Estimations comptables cruciales

Pour obtenir tous les détails concernant les méthodes et estimations comptables cruciales d'Encana, il y a lieu de se reporter à son rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

### Prises de position comptables récentes

#### Modifications des méthodes et pratiques comptables

Le 1<sup>er</sup> 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 intermédiaires résumés.

- 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 en avant 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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, le résultat d'exploitation, les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents, la dette nette, 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

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 à la vente d'actifs.

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2014			2013				2012
	2014	2013	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 406 \$	1 827 \$	696 \$	767 \$	943 \$	462 \$	935 \$	554 \$	338 \$	717 \$
(Ajouter) déduire										
Variation nette des autres actifs et passifs	(28)	(59)	(11)	(8)	(9)	(21)	(15)	(22)	(22)	(23)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	132	4	155	119	(142)	(183)	300	(81)	(215)	(56)
Impôt à payer à la vente d'actifs	(255)	(22)	(255)	-	-	(11)	(10)	(8)	(4)	(13)
<b>Flux de trésorerie</b>	<b>2 557 \$</b>	<b>1 904 \$</b>	<b>807 \$</b>	<b>656 \$</b>	<b>1 094 \$</b>	<b>677 \$</b>	<b>660 \$</b>	<b>665 \$</b>	<b>579 \$</b>	<b>809 \$</b>



## 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 à celles-ci 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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2014			2013				2012
	2014	2013	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>3 194 \$</b>	487 \$	<b>2 807 \$</b>	271 \$	116 \$	(251) \$	188 \$	730 \$	(431) \$	(80) \$
(Ajout) déduction après impôt										
Profits (pertes) de couverture latent(e)s	<b>(35)</b>	(23)	<b>160</b>	8	(203)	(209)	(89)	332	(266)	(72)
Pertes de valeur	-	(16)	-	-	-	-	(16)	-	-	(300)
Charges de restructuration	<b>(20)</b>	-	<b>(5)</b>	(5)	(10)	(64)	-	-	-	-
Profit (perte) de change hors exploitation	<b>(256)</b>	(158)	<b>(218)</b>	156	(194)	(124)	105	(162)	(101)	(66)
Profit (perte) sur les sorties d'actifs	<b>2 534</b>	-	<b>2 399</b>	135	-	-	-	-	-	-
Ajustements au titre de l'impôt	<b>4</b>	108	<b>190</b>	(194)	8	(80)	38	313	(243)	62
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>967 \$</b>	<b>576 \$</b>	<b>281 \$</b>	<b>171 \$</b>	<b>515 \$</b>	<b>226 \$</b>	<b>150 \$</b>	<b>247 \$</b>	<b>179 \$</b>	<b>296 \$</b>

## Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents

Les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents constituent une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances, au titre des profits et pertes de couverture latents. De tels profits et pertes découlent des variations de la juste valeur des contrats financiers dérivés non réglés. La direction surveille les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents puisqu'ils reflètent l'incidence des profits et pertes de couverture associés aux contrats financiers qui sont réglés.

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2014			2013			2012	
	2014	2013	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	5 765 \$	4 435 \$	2 285 \$	1 588 \$	1 892 \$	1 423 \$	1 392 \$	1 984 \$	1 059 \$	1 605 \$
(Ajouter) déduire										
Profits (pertes) de couverture latent(e)s avant impôt	(44)	(51)	233	7	(284)	(296)	(126)	461	(386)	(118)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents	5 809 \$	4 486 \$	2 052 \$	1 581 \$	2 176 \$	1 719 \$	1 518 \$	1 523 \$	1 445 \$	1 723 \$

## 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 surveille 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 désignait alors la dette à long terme, incluant sa partie courante, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

(en millions de dollars)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Dette	6 086 \$	7 124 \$
Flux de trésorerie	3 234	2 581
Charge d'intérêts après impôt	403	421
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3 637 \$	3 002 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1,7 x	2,4 x

## Ratio dette/capitaux permanents ajustés

Le ratio dette/capitaux permanents ajustés, une mesure non conforme aux PCGR, suppose l'ajustement des capitaux permanents de sorte à prendre en compte les pertes de valeur antérieures découlant des tests de plafonnement du coût entier comptabilisées au 31 décembre 2011. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés afin de s'assurer que la Société respecte la clause restrictive qui lui est imposée par les conventions régissant ses facilités de crédit et selon laquelle elle doit maintenir ce ratio 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<sup>er</sup> janvier 2012, des PCGR des États-Unis.

(en millions de dollars)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Dette	6 086 \$	7 124 \$
Total des capitaux propres	9 498	5 147
Ajustement des capitaux propres pour prendre en compte les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011	7 746	7 746
Capitaux permanents ajustés	23 330 \$	20 017 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	26 %	36 %

### 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 » et « 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; l'échéancier et le moment de clôture prévus de la transaction portant sur Clearwater et le respect des conditions de clôture habituelles; le moment de clôture prévu de la transaction visant Athlon et la satisfaction des conditions de clôture d'usage; l'attente selon laquelle cette acquisition sera financée à même les fonds en caisse et que toute action d'Athlon qui n'aura pas été déposée sera annulée et convertie conformément aux modalités de la convention de fusion; la capacité de la Société de continuer de faire œuvre de pionnier dans la mise en valeur de zones d'intérêt et de tirer parti de la technologie pour exploiter ces ressources et se constituer, grâce à elles, une capacité de production à faibles coûts; le montant prévu de ses produits tirés des activités ordinaires et de ses 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 dividendes attendus; les prix prévus du pétrole, du gaz naturel et des LGN; la production qui devrait être réalisée à Eagle Ford; les projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2014 (y compris les estimations relatives aux 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, au montant net des sorties d'actifs, aux coûts d'exploitation et à la sensibilité estimative en 2014 des flux de trésorerie et du résultat d'exploitation); 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; les remboursements de la dette prévus et la capacité de la Société de les effectuer; les attentes quant à la législation environnementale, dont la réglementation concernant la qualité de l'air 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; le montant prévu de sa trésorerie et de ses équivalents de trésorerie; l'attente selon laquelle elle financera ses engagements pour 2014 par les 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; et 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 et les hypothèses les concernant, ce qui comprend 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 les incertitudes associés aux transactions annoncées mais non réalisées, y compris le risque que les transactions ne puissent être réalisées à temps ou qu'elles ne puissent l'être tout simplement; 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 transactions ou de recevoir les montants prévus aux conventions conclues à l'égard de telles transactions (celles-ci 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 transactions qu'Encana qualifie 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 de ressources et d'autres zones qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées, probables ou possibles ou dans les ressources économiques éventuelles, 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 l'aménagement 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 découvrir 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 des cotes 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; sa capacité de faire appel à des sources externes 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 2014 se fondent, entre autres choses, sur la réalisation d'une production moyenne en 2014 variant entre 2 300 Mpi<sup>3</sup>/j et 2 400 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et entre 85 kb/j et 89 kb/j de liquides, un prix du gaz naturel et des liquides fondé sur celui à la NYMEX de 4,40 \$ le MBtu et un prix de 95 \$ le baril de WTI, un taux de change entre les dollars américain et canadien estimé à 0,90 ainsi qu'un nombre moyen pondéré 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 des différences prévues qui pourraient en résulter. Ces renseignements figurent dans le communiqué d'Encana daté du 12 novembre 2014, lequel peut être consulté sur son site Web à [www.encana.com](http://www.encana.com), sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur EDGAR à [www.sec.gov](http://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 24 (non audité) annexe aux états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 et à l'Annexe D de sa notice annuelle.

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

### Zone de ressources

Encana utilise 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.

### Prix net

Le prix net est une mesure couramment utilisée dans le secteur pétrolier et gazier pour évaluer le rendement opérationnel par produit. Les prix nets sont calculés en établissant les produits tirés des marchandises, déduction faite des redevances et de tous les coûts engagés pour que ces marchandises puissent être offertes sur les marchés, ce qui inclut les taxes à la production et impôts miniers, les charges de transport et de traitement ainsi que les charges d'exploitation.

## Devises et renvois à Encana

---

Toute l'information contenue dans le présent document et dans les états financiers consolidés intermédiaires résumés, ainsi que dans les données correspondantes, est présentée en dollars américains, déduction faite des redevances, sauf indication contraire. 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. Le produit des sorties d'actifs est toujours présenté avant impôt.

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 (les « filiales ») d'Encana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

## 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](http://www.sedar.com), sur EDGAR à [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur le site Web de la Société à [www.encana.com](http://www.encana.com).