



Encana Corporation

Rapport de gestion

Période close le 30 juin 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 juin 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 23 juillet 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 nette/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 (« kpi³ »); millier de pieds cubes équivalents (« kpi³e »); million de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j »); million de pieds cubes équivalents par jour (« Mpi³e/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 juin 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.

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 juin 2014 :

- Flux de trésorerie de 656 M\$, résultat d'exploitation de 171 M\$ et résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires de 271 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,08 \$ le kpi³, prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 89,55 \$/b et prix moyen obtenu pour les LGN de 49,39 \$/b.
- Production moyenne de gaz naturel de 2 541 Mpi³/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 68,2 kb/j.
- Profit sur la sortie de certains biens de gaz naturel au champ Jonah au Wyoming (les « biens de Jonah ») de 212 M\$ avant impôt.
- Pertes de couverture réalisées sur des marchandises de 102 M\$ avant impôt.
- Versement de dividendes de 0,07 \$ par action.

Résultats d'Encana pour le semestre clos le 30 juin 2014 :

- Flux de trésorerie de 1 750 M\$, résultat d'exploitation de 686 M\$ et résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires de 387 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,99 \$ le kpi³, prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 88,00 \$/b et prix moyen obtenu pour les LGN de 51,64 \$/b.
- Production moyenne de gaz naturel de 2 675 Mpi³/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 68,0 kb/j.
- Pertes de couverture réalisées sur des marchandises de 243 M\$ avant impôt.
- Versement de dividendes de 0,14 \$ par action.
- Remboursement sur la dette à long terme et remboursement de titres d'emprunt totalisant 1 000 M\$.
- Trésorerie et équivalents de trésorerie de 2 658 M\$ à la fin de la période.

Parmi les faits nouveaux importants survenus dans le semestre clos le 30 juin 2014, citons les suivants :

- L'annonce, le 27 juin 2014, d'une entente conclue avec Jupiter Resources Inc. (« Jupiter ») en vue de la vente des biens de la Société à Bighorn, dans le centre-ouest de l'Alberta, en contrepartie d'environ 1,8 G\$, avant les ajustements de clôture. Cette transaction est assujettie à la satisfaction des conditions de clôture habituelles ainsi qu'à l'obtention des approbations de la part des organismes de réglementation. Sa clôture devrait avoir lieu vers la fin du troisième trimestre de 2014 et sa date d'entrée en vigueur devrait être le 1^{er} mai 2014.
- 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 est le 1^{er} avril 2014.
- La conclusion, le 19 juin 2014, de la majeure partie de la vente de certains biens situés à East Texas en contrepartie d'un produit d'environ 427 M\$, le prix d'achat total qui est prévu devant être d'environ 530 M\$. La Société prévoit mener à terme le reste de la transaction au troisième trimestre de 2014.

- La réalisation, le 29 mai 2014, d'un premier appel public à l'épargne (le « placement ») visant 52,0 millions d'actions ordinaires de PrairieSky Royalty Ltd. (« PrairieSky ») à un prix d'émission de 28,00 \$ CA l'action ordinaire. Le 3 juin 2014, Encana a annoncé que l'option de surattribution accordée aux preneurs fermes et leur donnant le droit d'acquérir jusqu'à 7,8 millions d'actions ordinaires supplémentaires au prix de 28,00 \$ CA chacune avait été pleinement exercée. Le produit total tiré du placement a été d'environ 1,67 G\$ CA. Avant le placement, PrairieSky avait acquis les actifs d'une entreprise de redevances d'Encana à Clearwater, actifs situés principalement dans le centre et le sud de l'Alberta. Par suite du placement, Encana détient 70,2 millions d'actions ordinaires de PrairieSky, ce qui représente une participation de 54 %. Encana a consolidé la situation financière et les résultats d'exploitation de PrairieSky et a constaté une participation ne donnant pas le contrôle au titre de la participation que détient un tiers.
- 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 la 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^{er} mai 2014 et d'un montant de 1 000 M\$, 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 le semestre clos le 30 juin 2014 reflètent ce qui suit :

- L'acquisition d'Eagle Ford, ce qui a accru fortement les réserves de pétrole de la Société et permettra de remplacer la production à forte pondération en gaz naturel des biens de Jonah et de East Texas qui ont été vendus par une production de pétrole et de LGN dégageant de meilleures marges.
- Des dépenses d'investissement axées sur six actifs qui sont source de croissance et totalisant 855 M\$, soit environ 80 % du total des dépenses d'investissement.
- Un volume de production de pétrole et de LGN de 68,0 kb/j, ce qui dénote une hausse d'environ 49 % en regard du premier semestre de 2013. La moyenne des volumes de production de pétrole et de LGN a représenté 13 % du total de la production du premier semestre de 2014, contre 9 % en 2013.
- Des réductions des charges d'exploitation et administratives totalisant environ 100 M\$, ce qui est imputable à la compression de la main-d'œuvre et à l'efficacité opérationnelle, dont environ 30 M\$ se rapportent aux charges d'exploitation, 25 M\$ aux charges administratives et 45 M\$ aux dépenses en immobilisations.

Sommaire des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin		2014		2013				2012	
	2014	2013	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie ¹⁾	1 750 \$	1 244 \$	656 \$	1 094 \$	677 \$	660 \$	665 \$	579 \$	809 \$	913 \$
en dollars par action – dilués	2,36	1,69	0,89	1,48	0,91	0,89	0,90	0,79	1,10	1,24
Résultat d'exploitation ¹⁾	686	426	171	515	226	150	247	179	296	263
en dollars par action – dilué	0,93	0,58	0,23	0,70	0,31	0,20	0,34	0,24	0,40	0,36
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires en dollars par action – de base et dilué	387	299	271	116	(251)	188	730	(431)	(80)	(1 244)
Dépenses d'investissement	1 071	1 354	560	511	717	641	639	715	780	779
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	628	(398)	652	(24)	(72)	(51)	(312)	(86)	(1 327)	31
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3 480	3 043	1 588	1 892	1 423	1 392	1 984	1 059	1 605	1 025
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents ¹⁾	3 757	2 968	1 581	2 176	1 719	1 518	1 523	1 445	1 723	1 623
Profits (pertes) de couverture réalisés(e)s avant impôt	(243)	195	(102)	(141)	174	175	52	143	420	578
Pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier après impôt	-	-	-	-	-	-	-	-	(291)	(1 193)
Volumes de production										
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	2 675	2 821	2 541	2 809	2 744	2 723	2 766	2 877	2 948	2 905
Pétrole et LGN (kb/j)										
Pétrole	33,1	21,5	34,2	32,1	33,0	27,2	22,9	20,0	18,5	17,5
LGN	34,9	24,1	34,0	35,8	33,0	31,0	24,7	23,5	17,7	12,8
Total pour le pétrole et les LGN	68,0	45,6	68,2	67,9	66,0	58,2	47,6	43,5	36,2	30,3
Total de la production (Mpi ³ e/j)	3 083	3 094	2 949	3 216	3 140	3 072	3 052	3 138	3 166	3 087

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 et par les pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier, 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 ainsi que les profits ou pertes sur les sorties d'actifs influent également sur le résultat net trimestriel de la Société.

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2014 et 2013

Les flux de trésorerie se sont établis à 656 M\$, ayant fléchi de 9 M\$ dans le trimestre clos le 30 juin 2014, leur baisse étant essentiellement imputable aux principaux éléments suivants :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 4,46 \$ le kpi³, contre 3,99 \$ le kpi³ en 2013, ce qui témoigne de la montée des prix de référence. La progression des prix touchés pour le gaz naturel a accru de 119 M\$ les produits des activités

ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 225 Mpi³/j pour se situer à 2 541 Mpi³/j, contre 2 766 Mpi³/j au trimestre correspondant de 2013, ce qui a découlé essentiellement du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des biens riches en liquides et en pétrole 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 93 M\$ les produits des activités ordinaires.

- Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 71,23 \$ le baril, contre 67,10 \$ le baril en 2013, ce qui rend compte de la majoration des prix de référence. L'amélioration des prix touchés pour les liquides a accru de 27 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 20,6 kb/j pour atteindre 68,2 kb/j, comparativement à 47,6 kb/j au même trimestre de 2013, ce qui s'explique essentiellement par les bons résultats des programmes de forage menés dans des zones gazières riches en liquides et en pétrole, par l'extraction de volumes supplémentaires de liquides et par l'acquisition d'Eagle Ford, ce qui a été contrebalancé en partie par les sorties d'actifs. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 125 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les pertes de couverture réalisées avant impôt se sont établies à 102 M\$, comparativement à des profits de 52 M\$ dans le même trimestre de 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont augmenté de 60 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.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 32 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 en 2013 et des sorties d'actifs, 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.
- Une économie d'impôt exigible de 19 M\$ a été constatée, contre 60 M\$ au deuxième trimestre de 2013.

Le résultat d'exploitation s'est établi à 171 M\$, ayant enregistré une baisse de 76 M\$ qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». Le résultat d'exploitation du deuxième trimestre de 2014 a également été affaibli par une perte de change à la réévaluation d'autres actifs et passifs monétaires.

Le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires, soit 271 M\$, a fléchi de 459 M\$ à cause principalement des éléments analysés sous les rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat d'exploitation ». Le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires du deuxième trimestre de 2014 a également été touché par le recul des profits de couvertures latents, par un profit de change hors exploitation après impôt, par un profit sur les sorties d'actifs et par la hausse de l'impôt différé.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2014 et 2013

Les flux de trésorerie se sont établis à 1 750 M\$, ayant monté de 506 M\$ dans le semestre clos le 30 juin 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 5,46 \$ le kpi³, contre 3,67 \$ le kpi³ en 2013, ce qui témoigne de la montée 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 881 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 146 Mpi³/j pour se situer à 2 675 Mpi³/j, contre 2 821 Mpi³/j au semestre correspondant de 2013, ce qui a découlé essentiellement du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des biens riches en liquides et en pétrole 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 123 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 70,24 \$ le baril, contre 67,07 \$ le baril en 2013, ce qui rend compte de la majoration des prix de référence. L'amélioration des prix touchés pour les liquides a accru de 43 M\$ les produits des activités

ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 22,4 kb/j pour atteindre 68,0 kb/j, comparativement à 45,6 kb/j au même semestre de 2013, ce qui s'explique essentiellement par les bons résultats des programmes de forage menés dans des zones gazières riches en liquides et en pétrole, par l'extraction de volumes supplémentaires de liquides et par l'acquisition d'Eagle Ford, ce qui a été contrebalancé en partie par les sorties d'actifs. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 271 M\$ les produits des activités ordinaires.

- Les pertes de couverture réalisées avant impôt se sont établies à 243 M\$, comparativement à des profits de 195 M\$ dans le même semestre de 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont augmenté de 84 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 66 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 en 2013, des sorties d'actifs, des variations du niveau des activités de production 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.
- L'économie d'impôt exigible s'est chiffrée à 3 M\$, contre 127 M\$ au premier semestre de 2013.

Le résultat d'exploitation s'est établi à 686 M\$, ayant enregistré une hausse de 260 M\$ qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie », hausse qui a été atténuée par une perte de change à la réévaluation d'autres actifs et passifs monétaires ainsi que par l'accroissement de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et de l'impôt différé.

Le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires, soit 387 M\$, a progressé de 88 M\$ grâce principalement aux éléments analysés sous les rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat d'exploitation ». Le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires du premier semestre de 2014 a également été touché par des pertes de couvertures latentes, par la diminution de la perte de change hors exploitation après impôt, par un profit sur les sorties d'actifs et par l'impôt différé.

Prix et taux de change – par trimestre

(moyenne de la période)	Semestres clos les 30 juin		2014		2013				2012	
	2014	2013	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Prix obtenus par Encana										
Compte tenu des couvertures										
Gaz naturel (\$/kpi ³)	4,99 \$	4,02 \$	4,08 \$	5,82 \$	4,34 \$	4,00 \$	4,17 \$	3,86 \$	5,02 \$	4,91 \$
Pétrole et LGN (\$/b)										
Pétrole	88,00	88,94	89,55	86,34	85,39	90,42	88,27	89,71	79,75	80,04
LGN	51,64	50,89	49,39	53,79	48,59	46,35	49,63	52,24	52,97	61,34
Total pour le pétrole et les LGN	69,36	68,82	69,53	69,19	67,01	66,95	68,25	69,45	66,65	72,17
Total (\$/kpi ³ e)	5,85	4,67	5,13	6,54	5,21	4,80	4,84	4,50	5,42	5,33
Compte non tenu des couvertures										
Gaz naturel (\$/kpi ³)	5,46	3,67	4,46	6,37	3,69	3,26	3,99	3,35	3,45	2,77
Pétrole et LGN (\$/b)										
Pétrole	89,80	85,23	92,93	86,43	82,54	96,09	85,89	84,46	79,75	80,04
LGN	51,64	50,89	49,39	53,79	48,59	46,35	49,63	52,24	52,97	61,34
Total pour le pétrole et les LGN	70,24	67,07	71,23	69,23	65,58	69,60	67,10	67,04	66,65	72,17
Total (\$/kpi ³ e)	6,28	4,32	5,49	7,02	4,61	4,20	4,66	3,99	3,97	3,32
Prix de référence du gaz naturel										
NYMEX (\$/Mbtu)	4,80	3,71	4,67	4,94	3,60	3,58	4,09	3,34	3,40	2,81
AECO (\$ CA/kpi ³)	4,72	3,34	4,68	4,76	3,15	2,82	3,59	3,08	3,06	2,19
Algonquin City Gate (\$/Mbtu) ¹⁾	12,21	8,08	4,23	20,28	7,80	3,98	4,63	11,56	5,49	3,51
Écart de base (\$/Mbtu)										
AECO/NYMEX	0,50	0,41	0,40	0,60	0,59	0,89	0,56	0,27	0,32	0,62
Prix de référence du pétrole										
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	100,84	94,26	102,99	98,68	97,46	105,81	94,17	94,36	88,22	92,20
Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)	102,72	90,43	105,61	99,83	86,58	103,65	92,67	87,43	83,99	84,33
Taux de change										
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA	0,912	0,984	0,917	0,906	0,953	0,963	0,977	0,992	1,009	1,005

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 deuxième trimestre et au premier semestre de 2014, le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, rend compte de la hausse des prix de référence par rapport à ceux des mêmes périodes de 2013. Le prix moyen que la Société a touché dans les six premiers mois de 2014 pour le gaz naturel produit à Deep Panuke a été de 11,31 \$ le kpi³ et a accru de 0,60 \$ le kpi³ le prix moyen réalisé pour le gaz naturel. Les activités de couverture ont réduit de 0,38 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu pour le gaz naturel au deuxième trimestre de 2014 et de 0,47 \$ celui touché au premier semestre de 2014. Dans le deuxième trimestre et le premier semestre de 2014, le prix moyen qu'Encana a reçu pour son pétrole, compte non tenu des couvertures, reflète la montée des prix de référence en regard de ceux des périodes correspondantes de 2013. Les activités de couverture ont réduit de 3,38 \$ le baril et de 1,80 \$ le

baril les prix moyens obtenus pour le pétrole au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014, respectivement.

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 juin 2014, Encana avait couvert environ 2 138 Mpi³/j de sa production de gaz naturel prévue pour juillet à décembre 2014, au prix moyen de 4,17 \$ le kpi³, et environ 825 Mpi³/j de celle prévue pour 2015, au prix moyen de 4,37 \$ le kpi³. Encana avait également couvert environ 30,4 kb/j de sa production de pétrole projetée pour juillet à décembre 2014 en ayant recours à des contrats à prix fixe sur le WTI, au prix moyen de 97,34 \$ 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 deuxième trimestre de 2014, le taux de change moyen entre les dollars américain et canadien a fléchi de 0,060 comparativement à celui des trois mêmes mois de 2013 et, au cours du premier semestre de 2014, il a reculé de 0,072 en regard d'il y a un an. Le tableau ci-dessous indique certains 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 le 30 juin		Semestres clos le 30 juin	
	M\$	\$/kpi ³ e	M\$	\$/kpi ³ e
Augmentation (diminution) des éléments suivants :				
Dépenses d'investissement	(20) \$		(57) \$	
Charges de transport et de traitement	(10)	(0,04) \$	(25)	(0,04) \$
Charges d'exploitation	(5)	(0,02)	(14)	(0,03)
Charges administratives	(4)	(0,02)	(10)	(0,02)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	(9)	(0,03)	(22)	(0,04)

Production et dépenses d'investissement, montant net

Volumes de production (après redevances)

(moyenne quotidienne)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Gaz naturel (Mpi ³ /j)				
Activités au Canada	1 463	1 364	1 516	1 393
Activités aux États-Unis	1 078	1 402	1 159	1 428
	2 541	2 766	2 675	2 821
Pétrole (kb/j)				
Activités au Canada	13,9	10,3	15,1	9,1
Activités aux États-Unis	20,3	12,6	18,0	12,4
	34,2	22,9	33,1	21,5
LGN (kb/j)				
Activités au Canada	23,5	15,7	24,1	15,9
Activités aux États-Unis	10,5	9,0	10,8	8,2
	34,0	24,7	34,9	24,1
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j)				
Activités au Canada	37,4	26,0	39,2	25,0
Activités aux États-Unis	30,8	21,6	28,8	20,6
	68,2	47,6	68,0	45,6
Total de la production (Mpi ³ e/j)				
Activités au Canada	1 687	1 520	1 751	1 543
Activités aux États-Unis	1 262	1 532	1 332	1 551
	2 949	3 052	3 083	3 094

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014 et en regard des périodes correspondantes de 2013, la moyenne des volumes de production de gaz naturel d'Encana a été touchée par le fait que celle-ci a concentré ses dépenses d'investissement dans des biens riches en liquides et en pétrole et qu'il y a eu 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 deuxième trimestre de 2014, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 2 541 Mpi³/j, ce qui signale un recul de 225 Mpi³/j par rapport à celui du trimestre correspondant de 2013. Au premier semestre de 2014, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 2 675 Mpi³/j, pour une baisse de 146 Mpi³/j par rapport à celui du même semestre de 2013. Les volumes des activités au Canada ont augmenté essentiellement en raison de la production provenant de Deep Panuke et du programme de forage fructueux qui a été mené à Montney, facteur atténué par la vente des actifs de gaz naturel dans la formation Jean Marie au deuxième trimestre de 2013 et par les baisses normales de rendement. Quant aux volumes des activités aux États-Unis, ils ont reculé essentiellement à cause de la vente des biens de Jonah et des baisses normales de rendement à Haynesville, à Piceance et à East Texas.

Au deuxième trimestre de 2014, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 68,2 kb/j, en hausse de 20,6 kb/j par rapport à celui du trimestre correspondant de 2013. Au premier semestre de 2014, le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 68,0 kb/j, ce qui reflète une progression de 22,4 kb/j par rapport à celui réalisé en 2013. Les volumes des activités au Canada ont augmenté principalement en raison des bons résultats de la 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. Les volumes des activités aux États-Unis se sont accrus en raison essentiellement des programmes de forage fructueux qui ont été réalisés à San Juan et dans le bassin DJ ainsi que de l'acquisition d'Eagle Ford, 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 14 % et 13 % du volume de production total du deuxième trimestre de 2014 et de celui du premier semestre de 2014, contre 9 % dans chacune des périodes correspondantes de 2013.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Activités au Canada	350 \$	301 \$	631 \$	710 \$
Activités aux États-Unis	206	327	432	610
Optimisation des marchés	1	2	2	2
Activités non sectorielles et autres	3	9	6	32
Dépenses d'investissement	560	639	1 071	1 354
Acquisitions	2 923	87	2 946	109
Sorties d'actifs	(2 271)	(399)	(2 318)	(507)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	652	(312)	628	(398)
Dépenses d'investissement, montant net	1 212 \$	327 \$	1 699 \$	956 \$

Dans le premier semestre de 2014, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 1 071 M\$, contre 1 354 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 coentrepreneurs. Au premier semestre de 2014, les dépenses d'investissement consentis aux actifs qui sont source de croissance pour la Société, ce qui englobe Montney, Duvernay, le bassin DJ, San Juan, le schiste marin Tuscaloosa ainsi que la zone Eagle Ford qui a récemment été acquise, se sont chiffrées à 855 M\$, représentant ainsi quelque 80 % du total de ses dépenses d'investissement.

Les acquisitions réalisées au premier semestre de 2014 se sont situées à 2 M\$ dans le cas des activités au Canada et à 2 944 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, au titre de l'acquisition d'Eagle Ford. Cette acquisition a porté sur environ 45 500 acres nettes situées dans la formation de schiste Eagle Ford et a procuré d'importantes réserves de pétrole à la Société, ce qui remplacera la production à forte pondération en gaz naturel des biens de Jonah et de East Texas qui ont été vendus par une production de pétrole et de LGN dégageant de meilleures marges.

Pour les six premiers mois de 2014, les sorties d'actifs des activités au Canada se sont chiffrées à 121 M\$ et celles des activités aux États-Unis ont totalisé 2 170 M\$ et ont essentiellement été sous forme de ventes de terrains et de biens qui ne constituaient pas un bon complément au portefeuille d'actifs d'Encana. Les sorties d'actifs des activités aux États-Unis se sont chiffrées à quelque 1,6 G\$, après les ajustements de clôture, eu égard à la vente des biens de Jonah et à quelque 427 M\$ relativement à la vente de certains biens de East Texas. La Société prévoit mener à terme le reste de la transaction portant sur East Texas au cours du troisième trimestre de 2014. Quant aux sorties d'actifs des activités au Canada pour le premier semestre de 2014, elles ont englobé essentiellement la vente des biens de gaz naturel de la Société dans la formation Jean Marie.

Les réserves prouvées associées à la sortie d'actifs à Jonah dépassaient de 25 % les réserves prouvées du centre de coûts américain d'Encana. La valeur comptable des actifs a été déduite du compte de coût entier et le reliquat du produit a été constaté en tant que profit sur la vente, profit d'un montant d'environ 212 M\$ avant impôt. Dans le cas des sorties d'actifs qui donnent lieu à un profit ou à une perte sur la vente et qui portent sur une entreprise, un goodwill est attribué à la transaction. Par conséquent, un goodwill de 68 M\$ a été attribué à la sortie d'actifs à Jonah.

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 sortie d'actifs à Jonah, tel qu'il est indiqué ci-dessus.

Résultats d'exploitation

Activités au Canada

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2014 et 2013

	Trimestres clos les 30 juin							
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi ³)		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		Total des prix nets (\$/kpi ³ e)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	803 \$	625 \$	4,27 \$	3,69 \$	66,13 \$	65,88 \$	5,17 \$	4,44 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(49)	21	(0,33)	0,15	(1,22)	1,00	(0,31)	0,15
Charges								
Taxes à la production et impôts miniers	4	1	-	-	1,12	0,62	0,03	0,01
Transport et traitement	225	169	1,57	1,33	4,60	1,53	1,46	1,22
Charges d'exploitation	78	93	0,55	0,65	1,06	3,77	0,50	0,65
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou prix net	447 \$	383 \$	1,82 \$	1,86 \$	58,13 \$	60,96 \$	2,87 \$	2,71 \$

	Trimestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total de la production (Mpi ³ e/j)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Volumes de production – après redevances	1 463	1 364	37,4	26,0	1 687	1 520

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du deuxième trimestre de 2014 se sont établis à 447 M\$, ayant augmenté de 64 M\$ grâce surtout aux principaux éléments indiqués ci-dessous.

- La montée des prix du gaz naturel reflète la hausse des prix de référence, ce qui a accru de 77 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 1 463 Mpi³/j, s'est accru de 99 Mpi³/j, facteur qui a augmenté de 33 M\$ les produits des activités ordinaires. Cette augmentation a découlé essentiellement du volume produit à Deep Panuke, soit environ 243 Mpi³/j, et du programme de forage fructueux qui a été mené 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 108 Mpi³/j dans la même période de 2013, et par les baisses normales de rendement.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 37,4 kb/j, en hausse de 11,4 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 69 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté essentiellement des bons résultats d'une campagne de forage réalisée 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 49 M\$ ont été subies, alors que des profits de 21 M\$ avaient été constatés en 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont monté de 56 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. Au deuxième trimestre de 2013, les installations de production de gaz naturel extracôtières Deep Panuke n'étaient pas encore en exploitation.

- Les charges d'exploitation ont fléchi de 15 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 en 2013, de la vente des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie au deuxième trimestre de 2013 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.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2014 et 2013

	Semestres clos les 30 juin							
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi ³)		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		Total des prix nets (\$/kpi ³ e)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2 071 \$	1 198 \$	5,77 \$	3,44 \$	66,25 \$	65,32 \$	6,47 \$	4,16 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(124)	91	(0,43)	0,33	(0,63)	1,57	(0,39)	0,32
Charges								
Taxes à la production et impôts miniers	9	3	0,01	-	0,95	0,60	0,03	0,01
Transport et traitement	440	341	1,49	1,31	4,18	1,43	1,38	1,20
Charges d'exploitation	170	196	0,57	0,66	1,42	4,65	0,52	0,67
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou prix net	1 328 \$	749 \$	3,27 \$	1,80 \$	59,07 \$	60,21 \$	4,15 \$	2,60 \$

	Semestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total de la production (Mpi ³ e/j)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Volumes de production – après redevances	1 516	1 393	39,2	25,0	1 751	1 543

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du premier semestre de 2014 se sont établis à 1 328 M\$, ayant augmenté de 579 M\$ grâce surtout aux principaux éléments indiqués ci-dessous.

- La montée des prix du gaz naturel reflète la hausse des prix de référence. Le prix obtenu pour le gaz naturel produit à Deep Panuke a été de 11,31 \$ le kpi³, ce qui a haussé de 1,09 \$ le kpi³ 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 638 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 1 516 Mpi³/j, a augmenté de 123 Mpi³/j, ce qui a haussé de 67 M\$ les produits des activités ordinaires. Cette hausse a découlé essentiellement du volume produit à Deep Panuke, soit environ 248 Mpi³/j, et du programme de forage fructueux qui a été mené à Montney, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la vente des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie, biens dont la production avait été d'environ 119 Mpi³/j dans le premier semestre de 2013, et par les baisses normales de rendement.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 39,2 kb/j, en hausse de 14,2 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 168 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté essentiellement des bons résultats d'une campagne de forage réalisée 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 124 M\$ ont été subies, alors que des profits de 91 M\$ avaient été constatés en 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont monté de 99 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. Au premier semestre de 2013, les installations de production de gaz naturel extracôtières Deep Panuke n'étaient pas encore en exploitation.

- Les charges d'exploitation ont fléchi de 26 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 en 2013, de la vente des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie au deuxième trimestre de 2013 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.

Résultats par zone de ressources

	Trimestres clos les 30 juin					
	Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital ⁽¹⁾ (en millions de dollars)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Montney	484	424	13,3	7,8	208 \$	107 \$
Duvernay	9	2	1,8	0,5	81	28
Autres activités en amont						
Clearwater	305	331	11,3	9,2	12	33
Bighorn	230	242	11,0	7,4	10	67
Deep Panuke	243	-	-	-	2	18
Autres et nouvelles zones de ressources	192	365	-	1,1	37	48
Total - activités au Canada	1 463	1 364	37,4	26,0	350 \$	301 \$

	Semestres clos les 30 juin					
	Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital ⁽¹⁾ (en millions de dollars)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Montney	484	419	14,7	7,2	414 \$	243 \$
Duvernay	9	2	1,6	0,4	152	76
Autres activités en amont						
Clearwater	314	339	11,3	8,8	30	115
Bighorn	238	242	11,5	7,4	19	181
Deep Panuke	248	-	-	-	(1)	39
Autres et nouvelles zones de ressources	223	391	0,1	1,2	17	56
Total - activités au Canada	1 516	1 393	39,2	25,0	631 \$	710 \$

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 sont toujours pris en compte dans la zone de ressources Clearwater d'Encana.

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014, les volumes de production moyens de gaz naturel ont augmenté en raison surtout de la production de Deep Panuke, production qui a été d'environ 243 Mpi³/j et 248 Mpi³/j, respectivement, des bons résultats d'un programme de forage mené à Montney et des baisses normales de rendement. Dans les périodes correspondantes de 2013, la production de gaz naturel attribuable aux zones classées dans le poste Autres et nouvelles zones de ressources tenait compte de volumes d'environ

108 Mpi³/j et 119 Mpi³/j, respectivement, provenant des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie qui ont été vendus au deuxième trimestre de 2013.

Les volumes de production moyens de pétrole et de LGN ont augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014 en raison surtout des résultats fructueux 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.

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Dotation aux amortissements et à l'épuisement (en millions de dollars)	165 \$	146 \$	337 \$	297 \$
Taux d'épuisement (en dollars par kpi ³ e)	1,08	1,05	1,06	1,05

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre 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, par la vente des biens de gaz naturel dans la formation Jean Marie au deuxième trimestre de 2013 et par le repli du taux de change entre les dollars américain et canadien.

Activités aux États-Unis

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2014 et 2013

	Trimestres clos les 30 juin							
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi ³)		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		Total des prix nets (\$/kpi ³ e)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	687 \$	687 \$	4,72 \$	4,29 \$	77,46 \$	68,56 \$	5,91 \$	4,89 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(49)	30	(0,44)	0,21	(2,28)	1,32	(0,43)	0,21
Charges								
Taxes à la production et impôts miniers	29	36	0,15	0,21	5,19	4,57	0,25	0,26
Transport et traitement	177	179	1,80	1,40	-	-	1,54	1,28
Charges d'exploitation	79	97	0,67	0,61	4,29	7,54	0,67	0,66
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou prix net	353 \$	405 \$	1,66 \$	2,28 \$	65,70 \$	57,77 \$	3,02 \$	2,90 \$

	Trimestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total de la production (Mpi ³ e/j)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Volumes de production – après redevances	1 078	1 402	30,8	21,6	1 262	1 532

Au deuxième trimestre de 2014, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 353 M\$, ayant diminué de 52 M\$ grâce surtout aux principaux éléments indiqués ci-dessous.

- Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 078 Mpi³/j, accusant une baisse de 324 Mpi³/j, laquelle a retranché 126 M\$ des produits des activités ordinaires et a découlé essentiellement de la vente des biens de Jonah ainsi que des baisses normales de rendement à Piceance et à East Texas. La hausse des prix du gaz naturel reflète la majoration des prix de référence, ce qui a accru de 42 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 30,8 kb/j, pour une progression de 9,2 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 56 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 à San Juan et dans le bassin DJ. Ces facteurs ont été atténués par la vente des biens de Jonah. La majoration des prix des liquides a accru de 25 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les pertes de couverture réalisées se sont chiffrées à 49 M\$, alors que des profits de 30 M\$ avaient été constatés pour la même période en 2013.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 18 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 la hausse des coûts de la rémunération à long terme en raison de l'appréciation du cours des actions d'Encana.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2014 et 2013

	Semestres clos les 30 juin							
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi ³)		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		Total des prix nets (\$/kpi ³ e)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	1 465 \$	1 275 \$	5,05 \$	3,89 \$	75,67 \$	69,20 \$	6,03 \$	4,49 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(114)	104	(0,51)	0,37	(1,21)	1,96	(0,47)	0,37
Charges								
Taxes à la production et impôts miniers	71	59	0,21	0,16	5,32	4,54	0,29	0,21
Transport et traitement	340	363	1,62	1,40	-	-	1,41	1,29
Charges d'exploitation	153	209	0,64	0,63	3,77	10,19	0,64	0,72
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou prix net	787 \$	748 \$	2,07 \$	2,07 \$	65,37 \$	56,43 \$	3,22 \$	2,64 \$

	Semestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total de la production (Mpi ³ e/j)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Volumes de production – après redevances	1 159	1 428	28,8	20,6	1 332	1 551

Au premier semestre de 2014, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 787 M\$, ayant augmenté de 39 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 243 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 159 Mpi³/j, accusant une baisse de 269 Mpi³/j, laquelle a retranché 190 M\$ des produits des activités ordinaires et a découlé essentiellement de la vente des biens de Jonah, ainsi que des baisses normales de rendement à Piceance et à East Texas.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 28,8 kb/j, pour une progression de 8,2 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 103 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté principalement des campagnes de forage fructueuses qui ont été menées à San Juan et dans le bassin DJ ainsi que de l'acquisition d'Eagle Ford. Ces facteurs ont été atténués par la vente des biens de Jonah. La majoration des prix des liquides a accru de 35 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les pertes de couverture réalisées se sont chiffrées à 114 M\$, alors que des profits de 104 M\$ avaient été constatés pour la même période en 2013.
- Les charges de transport et de traitement ont baissé de 23 M\$ à cause essentiellement de la vente des biens de Jonah.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 56 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, de la diminution du niveau d'activités de production et de la vente des biens de Jonah, ce qui a été contrebalancé en partie 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 juin					
	Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital ¹⁾ (en millions de dollars)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Bassin DJ	43	39	10,1	7,8	69 \$	50 \$
San Juan	7	1	3,9	0,4	50	46
Eagle Ford	5	-	5,0	-	12	-
Autres activités en amont						
Piceance	407	465	5,3	5,2	5	57
Haynesville	365	375	-	-	(5)	57
Jonah	124	332	2,5	4,9	16	16
East Texas	97	145	1,0	0,9	-	22
Autres et nouvelles zones de ressources	30	45	3,0	2,4	59	79
Total - activités aux États-Unis	1 078	1 402	30,8	21,6	206 \$	327 \$

	Semestres clos les 30 juin					
	Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital ¹⁾ (en millions de dollars)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Bassin DJ	42	38	10,3	7,3	128 \$	80 \$
San Juan	7	1	3,3	0,3	102	72
Eagle Ford	2	-	2,5	-	12	-
Autres activités en amont						
Piceance	421	462	5,4	4,8	26	112
Haynesville	348	397	-	-	33	91
Jonah	203	339	3,6	4,7	27	27
East Texas	105	145	1,1	0,9	10	46
Autres et nouvelles zones de ressources	31	46	2,6	2,6	94	182
Total - activités aux États-Unis	1 159	1 428	28,8	20,6	432 \$	610 \$

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.

Les volumes de production moyens de gaz naturel du deuxième trimestre et du premier semestre de 2014 ont été touchés essentiellement par la vente des biens de Jonah ainsi que par des baisses normales de rendement à Haynesville, à Piceance et à East Texas.

Les volumes de production moyens de pétrole et de LGN ont augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014 en raison surtout des programmes de forage fructueux qui ont été menés à San Juan et dans le bassin DJ ainsi que de l'acquisition d'Eagle Ford, ce qui a été contrebalancé en partie par la vente des biens de Jonah.

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 celle du schiste marin Tuscaloosa qui est présentée sous l'élément Autres et nouvelles zones de ressources. Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014, les dépenses d'investissement consacrées à cette zone ont totalisé 27 M\$ et 47 M\$, respectivement.

Autres charges

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Dotation aux amortissements et à l'épuisement (en millions de dollars)	203 \$	210 \$	415 \$	418 \$
Taux d'épuisement (en dollars par kpi ³ e)	1,77	1,50	1,72	1,49

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a diminué en regard d'il y a un an à cause du recul des volumes de production, ce qui a été atténué par un taux d'épuisement plus élevé. 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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	160 \$	136 \$	404 \$	253 \$
Charges				
Activités d'exploitation	13	12	26	13
Produits achetés	142	116	370	218
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	1	3	4	6
	4 \$	5 \$	4 \$	16 \$

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 deuxième trimestre et au premier semestre de 2014 en raison surtout de la majoration des prix des marchandises et de l'accroissement des volumes requis à des fins d'optimisation.

Activités non sectorielles et autres

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	36 \$	485 \$	(222) \$	122 \$
Charges				
Transport et traitement	(2)	(8)	(1)	(9)
Activités d'exploitation	8	8	18	15
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	31	35	62	68
	(1) \$	450 \$	(301) \$	48 \$

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.

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	13 \$	14 \$	26 \$	28 \$
Charges administratives	98	83	200	178
Intérêts	122	141	269	281
(Profit) perte de change, montant net	(172)	166	52	268
(Profit) perte sur les sorties d'actifs	(204)	-	(203)	(4)
Autres	8	(3)	8	(3)
	(135) \$	401 \$	352 \$	748 \$

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 64 M\$ au deuxième trimestre de 2014, contre 83 M\$ au deuxième trimestre de 2013 et, pour le premier semestre de 2014, elles ont été de 134 M\$, comparativement à 169 M\$ pour les six mois correspondants de 2013. 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 deuxième trimestre et du premier semestre de 2014 ont baissé en regard de ce qu'elles étaient en 2013 en raison surtout de la réduction des charges d'intérêts sur la dette, 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 au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014 tiennent essentiellement compte de l'incidence, avant impôt, de la vente des biens de Jonah.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Charge (économie) d'impôt sur le résultat exigible	(19) \$	(60) \$	(3) \$	(127) \$
Charge (économie) d'impôt sur le résultat différé	308	(184)	320	(74)
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	289 \$	(244) \$	317 \$	(201) \$

Dans le premier semestre de 2014, une économie d'impôt sur le résultat exigible de 3 M\$ a été constatée, comparativement à une économie de 127 M\$ pour les six mêmes mois de l'exercice précédent, laquelle avait découlé surtout 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 au premier semestre 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 d'une participation ne donnant pas le contrôle dans PrairieSky en 2014.

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 a été inscrite eu égard à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans PrairieSky au cours du deuxième trimestre de 2014.

Le taux d'impôt effectif de la Société pour le premier semestre 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 d'une participation ne donnant pas le contrôle 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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités d'exploitation	767 \$	554 \$	1 710 \$	892 \$
Activités d'investissement	(1 489)	(363)	(1 935)	(817)
Activités de financement	1 171	(109)	326	(258)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en monnaies étrangères	47	(44)	(9)	(80)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	496 \$	38 \$	92 \$	(263) \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	2 658 \$	2 916 \$	2 658 \$	2 916 \$

Activités d'exploitation

Au deuxième trimestre de 2014, les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation, d'un montant de 767 M\$, ont augmenté de 213 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 le deuxième trimestre de 2014, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un excédent de 119 M\$, comparativement à un déficit de 81 M\$ au deuxième trimestre de 2013.

Au premier semestre de 2014, les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation, d'un montant de 1 710 M\$, ont augmenté de 818 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 le premier semestre de 2014, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un déficit de 23 M\$, comparativement à un déficit de 296 M\$ dans les six premiers mois de 2013.

La Société affichait un fonds de roulement positif de 2 348 M\$ au 30 juin 2014, en regard de 1 338 M\$ au 31 décembre 2013. L'accroissement du fonds de roulement a résulté principalement de la diminution de la partie courante de la dette à long terme ainsi que de la montée des créances clients et produits à recevoir ainsi que de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, ce qui a été contrebalancé en partie par l'augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer. Au 30 juin 2014, le fonds de roulement incluait une trésorerie et des équivalents de trésorerie totalisant 2 658 M\$, contre 2 566 M\$ au 31 décembre 2013. Encana prévoit continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

Des flux de trésorerie nets de 1 935 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement au premier semestre de 2014, contre 817 M\$ pour la période correspondante de 2013. L'augmentation des flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement a résulté essentiellement de l'acquisition d'Eagle Ford, ce qui a été atténué par la hausse du produit généré par les sorties d'actifs en raison de la vente des biens de Jonah et de East Texas. Dans le semestre correspondant 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

Au premier semestre de 2014, les flux de trésorerie nets provenant des activités de financement ont totalisé 326 M\$, alors des flux de trésorerie nets de 258 M\$ avaient été affectés à ces activités au cours des six mêmes mois de 2013. 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 1 471 M\$, facteur atténué par un remboursement de 1 002 M\$ sur la dette à long terme, tel qu'il est indiqué ci-dessous.

Dettes à long terme

Exclusion faite de la partie courante, la dette à long terme d'Encana totalisait 6 121 M\$ au 30 juin 2014 et 6 124 M\$ au 31 décembre 2013. Au 30 juin 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 juin 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^{er} mai 2014, d'un montant de 1 000 M\$ en cours et la totalité de ces billets. La Société a versé 1 004,59 \$ pour chaque 1 000 \$ du montant du capital des billets plus les intérêts courus et impayés jusqu'à la date de règlement exclusivement ainsi qu'un paiement de consentement équivalant à 2,50 \$ par tranche de 1 000 \$ du montant de capital des billets.

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

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

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 juin 2014, elle avait à sa disposition des facilités de crédit bancaires renouvelables consenties et inutilisées totalisant 4,3 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 (3,3 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 juin 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 remplace le prospectus préalable visant 4,0 G\$ de titres d'emprunt dont la période de validité a expiré en juin 2014.

Au 30 juin 2014, PrairieSky disposait d'une facilité de crédit renouvelable de 75 M\$ et d'une facilité de crédit à l'exploitation de 25 M\$, facilités sur lesquelles aucun montant n'avait été prélevé et qui demeurent disponibles jusqu'en mai 2017. Ces facilités ne sont pas garanties par Encana.

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^{er} janvier 2012, des PCGR des États-Unis. Le ratio dette/capitaux permanents ajustés s'établissait à 29 % au 30 juin 2014 et à 36 % au 31 décembre 2013.

Données relatives aux actions en circulation

Aux 30 juin 2014 et 22 juillet 2014, 741,0 millions d'actions ordinaires d'Encana étaient en circulation et 22,7 millions d'options sur actions assorties de droits à l'appréciation des actions jumelés (« DAAJ ») étaient en cours (9,2 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 du premier semestre de 2014, Encana a émis 113 775 actions ordinaires en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), comparativement à 2,2 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 six 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 deuxième trimestre de 2014, les versements de dividendes ont totalisé 52 M\$ ou 0,07 \$ par action, contre 147 M\$ ou 0,20 \$ par action au deuxième trimestre de 2013. Pour le premier semestre de 2014, les versements de dividendes ont totalisé 104 M\$ ou 0,14 \$ par action, contre 294 M\$ ou 0,40 \$ par action pour la même période de 2013.

Les dividendes versés ont inclus 2 M\$ d'actions ordinaires au deuxième trimestre de 2014 et 3 M\$ d'actions ordinaires au premier semestre de 2014, contre 39 M\$ d'actions ordinaires au deuxième trimestre et dans les six premiers mois de 2013, 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 23 juillet 2014, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,07 \$ par action payable le 30 septembre 2014 aux actionnaires ordinaires inscrits le 15 septembre 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 juin 2014	31 décembre 2013
Ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1,0 x	1,5 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	29 %	36 %

Engagements et éventualités

Engagements

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

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus					Par la suite	Total
	2014	2015	2016	2017	2018		
Transport et traitement	484 \$	992 \$	908 \$	895 \$	851 \$	4 462 \$	8 592 \$
Forage et services aux champs pétroliers	190	105	78	49	38	35	495
Contrats de location simple	21	42	38	30	28	38	197
Engagements	695 \$	1 139 \$	1 024 \$	974 \$	917 \$	4 535 \$	9 284 \$

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 plancher et 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 juin 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. De plus, des avis de consultation populaire ont 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. Cette initiative et d'autres mesures qui pourraient être prises pourraient faire en sorte que, dans l'avenir, il soit interdit de forer dans certains territoires du Colorado. Par conséquent, si de telles mesures sont adoptées, il se peut qu'elles entravent les activités que la Société mène au Colorado. Encana continue de travailler de concert avec les gouvernements étatiques et locaux, le milieu universitaire et des chefs de file du secteur afin de trouver des solutions aux questions soulevées par la fracturation hydraulique au Colorado. La Société sait que d'autres consultations populaires concernant la fracturation hydraulique seront probablement menées en 2014, et elle continuera de suivre de près l'évolution de ces démarches et d'y réagir.

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^{er} janvier 2014, Encana a adopté les mises à jour des normes comptables (Accounting Standards Updates ou « ASU ») suivantes qui ont été publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») et qui n'ont pas eu une incidence importante sur ses états financiers consolidés 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^{er} janvier 2015, d'adopter l'ASU 2014-08, *Reporting Discontinued Operations and Disclosures of Disposals of Components of an Entity*, laquelle modifie les critères et exige la présentation d'informations supplémentaires concernant les activités abandonnées. Aux termes des nouveaux critères, seules les sorties d'actifs représentant un changement stratégique des activités pourront être considérées comme des activités abandonnées. Les modifications seront appliquées prospectivement et ne devraient pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

Encana sera tenue, en date du 1^{er} janvier 2016, d'adopter l'ASU 2014-12, *Compensation – Stock Compensation: Accounting for Share-Based Payments When the Terms of an Award Provide That a Performance Target Could Be Achieved after the Requisite Service Period*. Cette norme exige qu'un objectif de performance qui influe sur l'acquisition de droits et qui devrait être atteint après la période de service requise soit traité comme une condition de performance. Les modifications seront appliquées prospectivement et ne devraient pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

Encana sera tenue, en date du 1^{er} janvier 2017, d'adopter l'ASU 2014-09, *Revenue for 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 nette/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)	Semestres clos les 30 juin		2014		2013				2012	
	2014	2013	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 710 \$	892 \$	767 \$	943 \$	462 \$	935 \$	554 \$	338 \$	717 \$	1 142 \$
(Ajouter) déduire										
Variation nette des autres actifs et passifs	(17)	(44)	(8)	(9)	(21)	(15)	(22)	(22)	(23)	(9)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(23)	(296)	119	(142)	(183)	300	(81)	(215)	(56)	242
Impôt à payer à la vente d'actifs	-	(12)	-	-	(11)	(10)	(8)	(4)	(13)	(4)
Flux de trésorerie	1 750 \$	1 244 \$	656 \$	1 094 \$	677 \$	660 \$	665 \$	579 \$	809 \$	913 \$

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, les profits ou pertes sur les sorties d'actifs, l'impôt lié 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)	Semestres clos les 30 juin		2014		2013				2012	
	2014	2013	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	387 \$	299 \$	271 \$	116 \$	(251) \$	188 \$	730 \$	(431) \$	(80) \$	(1 244) \$
(Ajout) déduction après impôt										
Profits (pertes) de couverture latent(e)s	(195)	66	8	(203)	(209)	(89)	332	(266)	(72)	(428)
Pertes de valeur	-	-	-	-	-	(16)	-	-	(300)	(1 193)
Charges de restructuration	(15)	-	(5)	(10)	(64)	-	-	-	-	-
Profit (perte) de change hors exploitation	(38)	(263)	156	(194)	(124)	105	(162)	(101)	(66)	162
Profit (perte) sur les sorties d'actifs	135	-	135	-	-	-	-	-	-	-
Ajustements au titre de l'impôt	(186)	70	(194)	8	(80)	38	313	(243)	62	(48)
Résultat d'exploitation	686 \$	426 \$	171 \$	515 \$	226 \$	150 \$	247 \$	179 \$	296 \$	263 \$

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)	Semestres clos les 30 juin		2014		2013				2012	
	2014	2013	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3 480 \$	3 043 \$	1 588 \$	1 892 \$	1 423 \$	1 392 \$	1 984 \$	1 059 \$	1 605 \$	1 025 \$
(Ajouter) déduire										
Profits (pertes) de couverture latent(e)s avant impôt	(277)	75	7	(284)	(296)	(126)	461	(386)	(118)	(598)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents	3 757 \$	2 968 \$	1 581 \$	2 176 \$	1 719 \$	1 518 \$	1 523 \$	1 445 \$	1 723 \$	1 623 \$

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

Le ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette est une mesure non conforme aux PCGR que suit la direction parce qu'elle la considère comme un indicateur de la santé financière générale de la Société. La dette nette est une mesure non conforme aux PCGR et désigne la dette à long terme, incluant sa partie courante, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie. Les flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette représentent une mesure non conforme aux PCGR et correspondent aux flux de trésorerie des 12 derniers mois, compte non tenu de la charge d'intérêts après impôt.

(en millions de dollars)	30 juin 2014	31 décembre 2013
Dette	6 121 \$	7 124 \$
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 658	2 566
Dette nette	3 463	4 558
Flux de trésorerie	3 087	2 581
Charge d'intérêts après impôt	411	421
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3 498 \$	3 002 \$
Ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1,0 x	1,5 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^{er} janvier 2012, des PCGR des États-Unis.

(en millions de dollars)	30 juin 2014	31 décembre 2013
Dette	6 121 \$	7 124 \$
Total des capitaux propres	6 929	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	20 796 \$	20 017 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	29 %	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; le moment de clôture prévu des transactions portant sur Jupiter et East Texas et la satisfaction des conditions de clôture et l'obtention des approbations réglementaires; 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 nette/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 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 2 400 Mpi³/j et 2 500 Mpi³/j de gaz naturel et entre 86 kb/j et 91 kb/j de liquides, un prix du gaz naturel et des liquides fondé sur celui à la NYMEX de 4,50 \$ le MBtu et un prix de 98 \$ 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 24 juillet 2014, lequel peut être consulté sur son site Web à www.encana.com, sur SEDAR à www.sedar.com et sur EDGAR à www.sec.gov.

Informations sur le pétrole et le gaz

Le Règlement 51-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières impose des normes de communication de l'information sur le pétrole et le gaz aux sociétés ouvertes canadiennes exerçant des activités pétrolières et gazières. Les données conformes au protocole canadien figurent à l'Annexe A et à la rubrique « Description de l'activité » de la notice annuelle de la Société. Encana a obtenu, en date du 4 janvier 2011, une dispense à l'égard de certaines obligations aux termes du Règlement 51-101 qui l'autorise à fournir certains renseignements conformes aux exigences d'information des États-Unis en sus des données conformes au protocole canadien. Les données conformes au protocole américain de la Société sont présentées à la note 24 (non auditée) 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, sur EDGAR à www.sec.gov et sur le site Web de la Société à www.encana.com.