



Encana Corporation

Rapport de gestion

Période close le 30 juin 2013

(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 2013 (« 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 2012.

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 2013.

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 opérationnel, les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents, le ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), le ratio dette/BAIIA ajusté et le ratio dette/capitaux permanents ajustés. Des renseignements supplémentaires figurent à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion, dont des rapprochements des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie ainsi que du résultat net et du résultat opérationnel.

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 et hautement diversifiées. Encana maintient le cap sur ses principaux objectifs commerciaux, à savoir préserver sa solidité financière, optimiser les dépenses d'investissement dans ses projets les plus rentables, réduire ses coûts et continuer à verser un dividende stable à ses actionnaires.

La stratégie à long terme que la Société a adoptée, soit concrétiser plus rapidement la valeur de ses actifs, repose sur son vaste portefeuille de réserves et de ressources économiques éventuelles situées dans des zones de ressources diversifiées en Amérique du Nord. 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. La Société veille également à promouvoir l'utilisation du gaz naturel en Amérique du Nord aux fins de la production d'électricité, du transport et des applications industrielles.

Encana s'efforce continuellement d'accroître son efficacité opérationnelle, de favoriser 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 des zones de ressources, modèle 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. Les activités reproductibles se prêtent bien à des réductions de coûts constantes grâce à l'optimisation du matériel et des processus que permet l'application de techniques d'amélioration continue.

En ce qui concerne ses dépenses d'investissement, la stratégie d'Encana vise à accroître sa capacité de production à long terme et à diversifier davantage son portefeuille sur le plan de la production et des flux de trésorerie. La Société prévoit continuer, en 2013, de concentrer ses dépenses d'investissement dans ses zones de ressources qui génèrent les meilleurs rendements, d'investir dans les zones d'intérêt dont la mise en valeur a donné de bons résultats et d'attirer les investissements de tiers. Ces derniers investissements permettent d'accélérer la mise en valeur des réserves et des ressources de la Société, témoignent de la qualité de ses actifs et lui procurent une plus grande souplesse financière. En outre, les investissements de tiers réduisent le risque associé aux zones qui en sont aux premiers stades de leur durée de vie et maintiennent les efficiences, au chapitre des investissements et de l'exploitation, de celles qui ont atteint celui de maturité.

Encana couvre une partie des volumes de sa production prévue de gaz naturel et de pétrole. Son programme de couverture 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 17 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 2013.

De plus amples renseignements sur les résultats attendus pour 2013 d'Encana figurent dans ses prévisions sur son site Web à www.encana.com.

Activités d'Encana

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

- La **division 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.
- La **division 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 divisions Canada et 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.
- 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 montants réglés, les profits et pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur opérationnel auquel les instruments dérivés sont liés.

Le secteur Optimisation des marchés 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 indiquée après éliminations.

Aperçu des résultats

Résultats d'Encana pour le trimestre clos le 30 juin 2013 :

- Flux de trésorerie de 665 M\$, résultat opérationnel de 247 M\$ et résultat net de 730 M\$.
- Production moyenne de gaz naturel de 2 766 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j ») et production moyenne de liquides de 47,6 milliers de barils (« kb ») par jour (« kb/j »).
- Profits de couverture réalisés sur des marchandises de 52 M\$ avant impôt.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,17 \$ le millier de pieds cubes (« kpi³ »), prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 88,27 \$ le baril (« b ») et prix moyen obtenu pour les LGN de 49,63 \$ le baril.
- Versement d'un dividende de 0,20 \$ par action.

Résultats d'Encana pour le semestre clos le 30 juin 2013 :

- Flux de trésorerie de 1 244 M\$, résultat opérationnel de 426 M\$ et résultat net de 299 M\$.
- Production moyenne de gaz naturel de 2 821 Mpi³/j et production moyenne de liquides de 45,6 kb/j.
- Profits de couverture réalisés sur des marchandises de 195 M\$ avant impôt.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,02 \$ le kpi, prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 88,94 \$ le baril et prix moyen obtenu pour les LGN de 50,89 \$ le baril.
- Versement d'un dividende de 0,40 \$ par action.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Semestres clos les 30 juin		2013		2012				2011	
	2013	2012	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie ¹⁾ par action – dilué	1 244 \$ 1,69	1 815 \$ 2,47	665 \$ 0,90	579 \$ 0,79	809 \$ 1,10	913 \$ 1,24	794 \$ 1,08	1 021 \$ 1,39	983 \$ 1,33	1 181 \$ 1,60
Résultat opérationnel ¹⁾ par action – dilué	426 0,58	438 0,59	247 0,34	179 0,24	296 0,40	263 0,36	198 0,27	240 0,33	232 0,31	389 0,53
Résultat net par action – de base et dilué	299 0,41	(1 470) (2,00)	730 0,99	(431) (0,59)	(80) (0,11)	(1 244) (1,69)	(1 482) (2,01)	12 0,02	(476) (0,65)	459 0,62
Volumes de production										
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	2 821	3 037	2 766	2 877	2 948	2 905	2 802	3 272	3 459	3 365
Liquides (kb/j)	45,6	28,7	47,6	43,5	36,2	30,3	28,2	29,3	23,9	24,4
Dépenses d'investissement Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	1 354 (398)	1 917 (2 368)	639 (312)	715 (86)	780 (1 327)	779 31	797 (8)	1 120 (2 360)	1 008 (1 538)	1 186 (4)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3 043	2 530	1 984	1 059	1 605	1 025	731	1 799	2 461	2 353
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents ¹⁾	2 968	3 255	1 523	1 445	1 723	1 623	1 526	1 729	1 883	1 953
Profits de couverture réalisés avant impôt	195	1 163	52	143	420	578	636	527	331	216
Pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier après impôt	-	(1 695)	-	-	(291)	(1 193)	(1 695)	-	(1 105)	-

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

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2013 et 2012

Les flux de trésorerie se sont établis à 665 M\$, ayant fléchi de 129 M\$ en raison surtout d'un recul de 584 M\$ des profits de couverture réalisés avant impôt. Ce facteur a été contrebalancé en partie par la progression des prix obtenus pour le gaz naturel, laquelle a haussé de 445 M\$ les produits des activités ordinaires. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie du trimestre clos le 30 juin 2013.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 52 M\$, comparativement à 636 M\$ en 2012.
- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 3,99 \$ le kpi³, contre 2,25 \$ le kpi³ en 2012, ce qui témoigne de la montée des prix de référence. Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 36 Mpi³/j pour se situer à 2 766 Mpi³/j, contre 2 802 Mpi³/j en 2012, ce qui a découlé essentiellement du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides et a comprimé son programme de dépenses d'investissement. Ces facteurs ont été atténués par le fait que la fermeture de puits en 2012 avait réduit la production.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 19,4 kb/j pour atteindre 47,6 kb/j, comparativement à 28,2 kb/j en 2012.
- Les frais de transport et de traitement ont augmenté en raison surtout des coûts associés à la hausse des volumes traités dans des installations de tiers et des volumes supplémentaires de LGN auxquels ont donné lieu les contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés.

Le résultat opérationnel s'est établi à 247 M\$, enregistrant une hausse de 49 M\$ qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie », laquelle a été plus qu'annulée par la diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et par le repli de la charge d'impôt différé.

Le résultat net, soit 730 M\$, a augmenté essentiellement en raison de l'inclusion, au trimestre correspondant de 2012, d'une perte de valeur hors trésorerie découlant d'un test de plafonnement du coût entier de 1 695 M\$ après impôt, ainsi que des éléments analysés sous les rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat opérationnel ». L'augmentation du résultat net au deuxième trimestre de 2013 a également résulté d'une hausse de 879 M\$ des profits de couverture latents après impôt, ce qui a été contrebalancé par l'accroissement de la perte de change non opérationnelle et par la diminution de l'économie d'impôt différé.

La perte de valeur hors trésorerie après impôt découlant d'un test de plafonnement du coût entier qui avait été constatée au deuxième trimestre de 2012 s'explique principalement par le recul des prix moyens du gaz naturel des 12 derniers mois. Selon la méthode de la capitalisation du coût entier, la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers d'Encana compris dans chaque centre de coûts par pays est soumise à un test de plafonnement du coût entier chaque trimestre. Les pertes de valeur que révèlent de tels tests sont comptabilisées lorsque les coûts incorporés et regroupés par pays sont supérieurs au total des flux de trésorerie nets futurs après impôt estimés qui devraient être tirés des réserves prouvées, selon les calculs prescrits par la Securities and Exchange Commission (« SEC ») et effectués à l'aide des prix moyens des 12 derniers mois, flux qui sont actualisés au taux de 10 %.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2013 et 2012

Les flux de trésorerie se sont établis à 1 244 M\$, ayant reculé de 571 M\$ en raison surtout d'une diminution de 968 M\$ des profits de couverture réalisés avant impôt, réduction contrebalancée en partie par l'amélioration des prix obtenus pour le gaz naturel, ce qui a haussé de 587 M\$ les produits des activités ordinaires. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie du semestre clos le 30 juin 2013.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 195 M\$, comparativement à 1 163 M\$ en 2012.

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 3,67 \$ le kpi³, contre 2,55 \$ le kpi³ en 2012, ce qui témoigne de la montée des prix de référence. Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 216 Mpi³/j pour se situer à 2 821 Mpi³/j, comparativement à 3 037 Mpi³/j en 2012, ce qui a découlé essentiellement du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides et a comprimé son programme de dépenses d'investissement. Ces facteurs ont été atténués par le fait que la fermeture de puits en 2012 avait réduit la production.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 16,9 kb/j pour atteindre 45,6 kb/j, comparativement à 28,7 kb/j en 2012.
- Les frais de transport et de traitement ont augmenté en raison surtout des coûts associés à la hausse des volumes traités dans des installations de tiers et des volumes supplémentaires de LGN auxquels ont donné lieu les contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés.

Le résultat opérationnel s'est établi à 426 M\$, enregistrant une baisse de 12 M\$ en raison principalement des éléments analysés sous la rubrique « Flux de trésorerie », annulée en partie par la diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et par le repli de la charge d'impôt différé.

Le résultat net, à savoir 299 M\$, a augmenté essentiellement en raison de l'inclusion, au semestre correspondant de 2012, d'une perte de valeur hors trésorerie découlant d'un test de plafonnement du coût entier de 1 695 M\$ après impôt, ainsi que des éléments analysés aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat opérationnel ». L'augmentation du résultat net au premier semestre de 2013 a également résulté d'une hausse de 568 M\$ des profits de couverture latents après impôt, laquelle a été annulée par l'accroissement de la perte de change non opérationnelle et par la diminution de l'économie d'impôt différé.

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 « Résultats financiers » et « Prix et taux de change par trimestre » qui figurent dans le présent rapport de gestion.

Prix et taux de change par trimestre

(moyenne de la période)	Semestres clos les 30 juin		2013		2012				2011	
	2013	2012	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Prix obtenus par Encana										
Gaz naturel (\$/kpi ³)										
Compte tenu des couvertures	4,02 \$	4,68 \$	4,17 \$	3,86 \$	5,02 \$	4,91 \$	4,79 \$	4,58 \$	4,79 \$	5,01 \$
Compte non tenu des couvertures	3,67	2,55	3,99	3,35	3,45	2,77	2,25	2,80	3,73	4,32
Liquides (\$/b)										
Pétrole ¹⁾	88,94	88,48	88,27	89,71	79,75	80,04	84,62	92,65	87,18	81,98
LGN	50,89	72,56	49,63	52,24	52,97	61,34	72,88	72,30	83,11	83,12
Total ¹⁾	68,82	82,08	68,25	69,45	66,65	72,17	80,32	83,77	85,44	82,43
Prix de référence du gaz naturel										
NYMEX (\$/Mbtu)	3,71	2,48	4,09	3,34	3,40	2,81	2,22	2,74	3,55	4,20
AECO (\$ CA/kpi ³)	3,34	2,17	3,59	3,08	3,06	2,19	1,83	2,52	3,47	3,72
Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	3,58	2,34	3,89	3,26	3,26	2,56	2,01	2,67	3,47	3,90
HSC (\$/Mbtu)	3,71	2,41	4,11	3,30	3,35	2,84	2,17	2,65	3,49	4,23
Écart de base (\$/Mbtu)										
AECO/NYMEX	0,41	0,30	0,56	0,27	0,32	0,62	0,39	0,22	0,17	0,34
Rocheuses/NYMEX	0,13	0,14	0,20	0,08	0,14	0,25	0,21	0,07	0,08	0,30
HSC/NYMEX	-	0,07	(0,02)	0,04	0,05	(0,03)	0,05	0,09	0,06	(0,03)
Prix de référence du pétrole										
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	94,26	98,15	94,17	94,36	88,22	92,20	93,35	103,03	94,02	89,54
Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)	90,43	88,38	92,67	87,43	83,99	84,33	83,95	92,23	97,35	91,74
Taux de change										
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA	0,984	0,994	0,977	0,992	1,009	1,005	0,990	0,999	0,978	1,020

1) Les montants de 2013 incluent les profits de couverture réalisés. La Société n'a réglé aucun contrat de couverture du pétrole en 2012 ou en 2011.

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. Pour le deuxième trimestre et les six premiers mois de 2013, le prix moyen qu'a obtenu Encana pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, reflète une hausse des prix de référence par rapport à ceux de 2012. Les activités de couverture ont fait augmenter le prix moyen obtenu pour le gaz naturel de 0,18 \$ le kpi³ au deuxième trimestre de 2013 et de 0,35 \$ le kpi³ au premier semestre de ce même exercice.

En général, le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son pétrole au cours de ce trimestre et de ce semestre reflète la hausse des prix de référence. Les activités de couverture ont accru le prix moyen obtenu pour le pétrole de 2,38 \$ le baril au deuxième trimestre de 2013 et de 3,71 \$ le baril au premier semestre de 2013.

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 2013, Encana avait couvert environ 2 255 Mpi³/j de sa production de gaz prévue pour juillet à décembre 2013 grâce à des contrats à prix fixe à la NYMEX, au prix moyen de 4,37 \$ le kpi³, environ 1 538 Mpi³/j de sa production prévue pour 2014, au prix moyen de 4,19 \$ le kpi³, et environ 825 Mpi³/j de sa production prévue pour 2015, au prix moyen de 4,37 \$ le kpi³. Encana avait également couvert environ 9,3 kb/j de sa production de pétrole prévue pour juillet à décembre 2013 par voie de contrats à prix fixe sur le Brent, au prix

moyen de 108,22 \$ le baril, environ 5,7 kb/j de sa production de pétrole prévue pour juillet à décembre 2013 grâce à des contrats à prix fixe sur le WTI, au prix moyen de 97,45 \$ le baril, et environ 5,8 kb/j de sa production de pétrole prévue pour 2014 par voie de contrats à prix fixe sur le WTI, au prix moyen de 93,80 \$ le baril. Le programme de couverture de la Société contribue au maintien de ses flux de trésorerie 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.

Production et dépenses d'investissement, montant net

Volumes de production (après redevances)

(moyenne quotidienne)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Gaz naturel (Mpi ³ /j)				
Division Canada	1 364	1 237	1 393	1 365
Division États-Unis	1 402	1 565	1 428	1 672
	2 766	2 802	2 821	3 037
Pétrole et LGN (kb/j)				
Division Canada	26,0	16,9	25,0	18,1
Division États-Unis	21,6	11,3	20,6	10,6
	47,6	28,2	45,6	28,7

Au deuxième trimestre et au premier semestre 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 zones gazières riches en pétrole et en liquides et qu'elle a comprimé son programme de dépenses d'investissement, ce qui a été atténué par la fermeture de puits en 2012 ayant réduit la production. Au deuxième trimestre de 2013, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 2 766 Mpi³/j, soit une baisse de 36 Mpi³/j par rapport à celui du trimestre correspondant de 2012. Durant les six premiers mois de 2013, le volume de production moyen de gaz naturel s'est élevé à 2 821 Mpi³/j, ayant fléchi de 216 Mpi³/j par rapport à celui réalisé pour la période correspondante de 2012. Les volumes de la division Canada ont augmenté grâce essentiellement aux campagnes de forage fructueuses qui ont été menées à Cutbank Ridge et à Greater Sierra ainsi qu'au recul de la production par suite de la fermeture de puits en 2012, ce qui a été atténué par des baisses normales de rendement. Quant aux volumes de la division États-Unis, ils ont reculé essentiellement à cause des baisses normales de rendement, lesquelles ont été compensées en partie par la fermeture de puits un an plus tôt.

Au deuxième trimestre de 2013, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 47,6 kb/j, en hausse de 19,4 kb/j par rapport à celui du trimestre correspondant de 2012. Quant au volume de production moyen de pétrole et de LGN au premier semestre de 2013, il s'est établi à 45,6 kb/j, en hausse de 16,9 kb/j par rapport au semestre correspondant de 2012. Les volumes de la division Canada ont augmenté principalement en raison de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau à Bighorn et à l'usine Gordondale à Peace River Arch, ainsi que des bons résultats des campagnes de forage menées à Peace River Arch et à Bighorn. Les volumes de la division États-Unis se sont accrus en raison essentiellement des contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés, lesquels ont donné lieu à des volumes supplémentaires de liquides à Piceance et à Jonah, ainsi que des programmes de forage fructueux dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Division Canada	301 \$	323 \$	710 \$	838 \$
Division États-Unis	327	432	610	995
Optimisation des marchés	2	1	2	7
Activités non sectorielles et autres	9	41	32	77
Dépenses d'investissement	639	797	1 354	1 917
Acquisitions	87	175	109	328
Sorties d'actifs	(399)	(183)	(507)	(2 696)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(312)	(8)	(398)	(2 368)
Dépenses d'investissement, montant net	327 \$	789 \$	956 \$	(451) \$

Au premier semestre de 2013, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 1 354 M\$, contre 1 917 M\$ au semestre correspondant de 2012. Les dépenses d'investissement en 2013 reflètent la rigueur avec laquelle la Société les engage et le fait qu'elle les concentre dans ses zones de ressources qui génèrent les meilleurs rendements, qu'elle investit dans des zones d'intérêt dont la mise en valeur a donné de bons résultats et qu'elle réalise des programmes de forage avec des coentrepreneurs. La mise en valeur de zones de ressources s'est poursuivie à Peace River Arch, Bighorn, Cutbank Ridge, Piceance et Haynesville. Les dépenses consacrées à des zones d'intérêt gazières riches en pétrole et en liquides ont visé essentiellement la formation Duvernay, le bassin DJ, le bassin San Juan, le schiste marin Tuscaloosa et Eaglebine.

Pour les six premiers mois de 2013, le montant des acquisitions a été de 16 M\$ dans la division Canada et de 93 M\$ dans la division États-Unis. Ces acquisitions ont été essentiellement des achats de terrains et de biens recelant un potentiel de production de gaz naturel riche en pétrole et en liquides.

Pour le semestre clos le 30 juin 2013, les sorties d'actifs se sont chiffrées à 495 M\$ dans la division Canada et à 10 M\$ dans la division États-Unis. Dans le cas de la division Canada, les sorties d'actifs ont englobé essentiellement les ventes des actifs de gaz naturel de la Société dans la formation Jean Marie, dans la zone de ressources Greater Sierra. Quant à la division États-Unis, les sorties d'actifs ont été essentiellement sous forme de ventes de biens secondaires. Au cours du premier semestre de 2012, le montant des sorties d'actifs dans la division Canada tenait compte des 1,45 G\$ CA reçus d'une filiale de Mitsubishi Corporation, des 100 M\$ CA versés par une filiale de Toyota Tsusho Corporation et des quelque 920 M\$ CA provenant de la vente de deux usines de traitement du gaz naturel. Au premier semestre de 2012, la division États-Unis avait tiré un produit de 114 M\$ de la vente du reste des actifs dans le nord du Texas. Les montants touchés par suite de ces transactions ont été retranchés des comptes de coût entier canadien et américain respectifs.

Encana prend actuellement part à un certain nombre de coentreprises formées avec des contreparties au Canada et aux États-Unis. Ces partenariats s'inscrivent dans sa stratégie à long terme, soit concrétiser plus rapidement la valeur de ses actifs. Le partage des frais de mise en valeur avec des tiers permet à Encana de faire avancer ses projets tout en réduisant ses dépenses d'investissement, ce qui rehausse les rendements de ses projets.

Résultats des divisions

Division Canada

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2013 et 2012

	Trimestres clos les 30 juin					
	Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi ³)		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	625 \$	350 \$	3,69 \$	2,05 \$	65,88 \$	76,47 \$
Profits de couverture réalisés	21	286	0,15	2,61	1,00	-
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	1	3	-	0,01	0,62	1,28
Transport et traitement	169	145	1,33	1,31	1,53	1,18
Activités opérationnelles	93	83	0,65	0,71	3,77	1,68
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	383 \$	405 \$	1,86 \$	2,63 \$	60,96 \$	72,33 \$

	Trimestres clos les 30 juin			
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
	2013	2012	2013	2012
Volumes de production – après redevances	1 364	1 237	26,0	16,9

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 383 M\$, ayant baissé de 22 M\$ en raison principalement d'un recul de 265 M\$ des profits de couverture réalisés, ce qui a été atténué par la majoration des prix obtenus pour le gaz naturel, laquelle a accru de 205 M\$ les produits des activités ordinaires. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie du trimestre clos le 30 juin 2013.

- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 21 M\$, en regard de 286 M\$ un an plus tôt.
- La montée des prix du gaz naturel reflète la hausse des prix de référence, ce qui a ajouté 205 M\$ aux produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel, soit 1 364 Mpi³/j, a augmenté de 127 Mpi³/j, ce qui a haussé de 31 M\$ les produits des activités ordinaires. L'augmentation de ce volume a découlé essentiellement des campagnes de forages fructueuses menées à Cutbank Ridge et à Greater Sierra et du fait que la fermeture de puits avait réduit la production en 2012. Ces facteurs ont été atténués par des baisses normales de rendement.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 26,0 kb/j, en hausse de 9,1 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 63 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté essentiellement de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau à Bighorn et à l'usine Gordondale à Peace River Arch ainsi que des bons résultats des campagnes de forage à Peace River Arch et à Bighorn.
- Les frais de transport et de traitement ont monté de 24 M\$ à cause essentiellement des coûts associés à la hausse des volumes traités dans des installations de tiers à Cutbank Ridge, à Peace River Arch et à Bighorn ainsi que de l'augmentation des coûts fermes de traitement.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2013 et 2012

	Semestres clos les 30 juin					
	Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi ³)		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	1 198 \$	845 \$	3,44 \$	2,33 \$	65,32 \$	78,33 \$
Profits de couverture réalisés	91	514	0,33	2,10	1,57	-
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	3	6	-	-	0,60	1,85
Transport et traitement	341	278	1,31	1,12	1,43	1,06
Activités opérationnelles	196	180	0,66	0,69	4,65	1,40
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	749 \$	895 \$	1,80 \$	2,62 \$	60,21 \$	74,02 \$

	Semestres clos les 30 juin			
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
	2013	2012	2013	2012
Volumes de production – après redevances	1 393	1 365	25,0	18,1

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 749 M\$, ayant baissé de 146 M\$ en raison principalement d'un recul de 423 M\$ des profits de couverture réalisés, ce qui a été atténué par la montée des prix obtenus pour le gaz naturel, laquelle a ajouté 285 M\$ aux produits des activités ordinaires. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie du semestre clos le 30 juin 2013.

- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 91 M\$, en regard de 514 M\$ un an plus tôt.
- La hausse des prix du gaz naturel reflète la hausse des prix de référence, ce qui a accru de 285 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 1 393 Mpi³/j, s'est élargi de 28 Mpi³/j, ce qui a haussé de 26 M\$ les produits des activités ordinaires. L'augmentation de ce volume a découlé essentiellement des campagnes de forages fructueuses menées à Cutbank Ridge et à Greater Sierra et du fait que la fermeture de puits avait réduit la production du même semestre un an plus tôt, ce qui a été atténué par des baisses normales de rendement.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 25,0 kb/j, en hausse de 6,9 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 97 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté essentiellement de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau à Bighorn et à l'usine Gordondale à Peace River Arch ainsi que des bons résultats des campagnes de forage à Peace River Arch et à Bighorn.
- Les frais de transport et de traitement ont monté de 63 M\$ en raison surtout des coûts associés à la hausse des volumes traités dans des installations de tiers à Cutbank Ridge, à Bighorn et à Peace River Arch ainsi que de l'augmentation des coûts fermes de traitement.

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 (en millions de dollars)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Cutbank Ridge	472	377	1,9	1,5	19 \$	35 \$
Bighorn	242	263	7,4	3,4	56	63
Peace River Arch	119	99	6,4	2,5	85	52
Clearwater	331	353	9,2	9,0	15	14
Greater Sierra	195	142	0,5	0,3	6	47
Autres et nouvelles zones de ressources	5	3	0,6	0,2	120	112
Total - division Canada	1 364	1 237	26,0	16,9	301 \$	323 \$

	Semestres clos les 30 juin					
	Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital (en millions de dollars)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Cutbank Ridge	477	426	1,7	1,3	70 \$	115 \$
Bighorn	242	245	7,4	4,5	161	185
Peace River Arch	117	109	6,0	2,6	186	109
Clearwater	339	397	8,8	9,1	79	77
Greater Sierra	213	187	0,5	0,5	15	91
Autres et nouvelles zones de ressources	5	1	0,6	0,1	199	261
Total - division Canada	1 393	1 365	25,0	18,1	710 \$	838 \$

Le poste Autres et nouvelles zones de ressources tient compte des résultats de zones d'intérêt de gaz naturel riches en pétrole et en liquides, dont la nouvelle ressource de la formation Duvernay et le projet de gaz naturel en mer Deep Panuke.

Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté au deuxième trimestre ainsi qu'au premier semestre de 2013 grâce à l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau à Bighorn et à l'usine Gordondale à Peace River Arch.

Autres charges de la division

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	146 \$	162 \$	297 \$	396 \$
Pertes de valeur	-	748	-	748

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2013, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a baissé en regard de ce qu'elle était un an plus tôt en raison de la diminution du taux d'épuisement, ce qui a été contrebalancé en partie par la hausse des volumes de production. La diminution de ce taux est essentiellement attribuable aux pertes de valeur découlant de tests de plafonnement du coût entier qui avaient été comptabilisées au deuxième et troisième trimestres de 2012 et aux montants retranchés du compte de coût entier au titre des sommes générées par les sorties d'actifs en 2012.

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2012, la division avait, par suite de tests du plafonnement du coût entier, comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 748 M\$ avant impôt. Cette perte de valeur avait découlé principalement du repli des prix moyens du gaz naturel des 12 derniers mois, ce qui avait entraîné une réduction des volumes et de la valeur des réserves prouvées de la division, conformément aux calculs prescrits par la SEC.

Les prix moyens des 12 derniers mois qui ont servi aux calculs effectués dans le cadre des tests de plafonnement du coût entier ont été fondés sur des prix de référence qui ont été ajustés en fonction d'écart de base servant à établir des données locales comme les prix de référence, les frais et tarifs de transport, le contenu thermique et la qualité. Au 30 juin 2013, le prix moyen des 12 derniers mois à l'AECO était de 3,02 \$ CA le Mbtu, contre 2,76 \$ CA le Mbtu à cette même date un an plus tôt. Quant au prix moyen des 12 derniers mois du pétrole léger non sulfuré d'Edmonton, il s'établissait à 88,10 \$ CA le baril au 30 juin 2013, comparativement à 92,20 \$ CA le baril au 30 juin 2012.

Division États-Unis

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2013 et 2012

	Trimestres clos les 30 juin					
	Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi ³)		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	687 \$	437 \$	4,29 \$	2,41 \$	68,56 \$	86,11 \$
Profits de couverture réalisés	30	355	0,21	2,49	1,32	-
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	36	12	0,21	0,03	4,57	7,17
Transport et traitement	179	148	1,40	1,04	-	0,09
Activités opérationnelles	97	87	0,61	0,56	7,54	5,52
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	405 \$	545 \$	2,28 \$	3,27 \$	57,77 \$	73,33 \$

	Trimestres clos les 30 juin			
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
	2013	2012	2013	2012
Volumes de production – après redevances	1 402	1 565	21,6	11,3

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 405 M\$, ayant baissé de 140 M\$ en raison principalement d'un recul de 325 M\$ des profits de couverture réalisés, ce qui a été compensé en partie par la hausse des prix obtenus pour le gaz naturel, hausse qui a accru de 240 M\$ les produits des activités ordinaires. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie du trimestre clos le 30 juin 2013.

- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 30 M\$, en regard de 355 M\$ pour la même période un an plus tôt.
- La hausse des prix du gaz naturel reflète la hausse des prix de référence, ce qui a augmenté de 240 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 402 Mpi³/j, en baisse de 163 Mpi³/j, ce qui a retranché 36 M\$ des produits des activités ordinaires et a découlé essentiellement des baisses normales de rendement. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par le fait que la fermeture de puits en 2012 avait réduit la production.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 21,6 kb/j, affichant ainsi une hausse de 10,3 kb/j. Cette hausse a permis une augmentation de 81 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté principalement des contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés, lesquels se sont traduits par des volumes supplémentaires de liquides à Piceance et à Jonah, ainsi que des campagnes de forage fructueuses dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides.
- Les taxes à la production et les impôts miniers ont monté de 24 M\$ du fait surtout de la majoration des prix du gaz naturel.
- Les frais de transport et de traitement se sont accrus de 31 M\$ à cause principalement des coûts associés aux contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés et des coûts plus élevés qu'a entraînés la hausse des volumes faisant l'objet d'engagements.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2013 et 2012

	Semestres clos les 30 juin					
	Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en millions de dollars)		Prix net du gaz naturel (\$/kpi ³)		Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	1 275 \$	1 013 \$	3,89 \$	2,73 \$	69,20 \$	88,44 \$
Profits de couverture réalisés	104	657	0,37	2,16	1,96	-
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	59	33	0,16	0,06	4,54	7,71
Transport et traitement	363	321	1,40	1,05	-	0,14
Activités opérationnelles	209	188	0,63	0,59	10,19	4,13
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	748 \$	1 128 \$	2,07 \$	3,19 \$	56,43 \$	76,46 \$

	Semestres clos les 30 juin			
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
	2013	2012	2013	2012
Volumes de production – après redevances	1 428	1 672	20,6	10,6

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont chiffrés à 748 M\$, ayant baissé de 380 M\$ en raison principalement d'un recul de 553 M\$ des profits de couverture réalisés, ce qui a été atténué en partie par la hausse des prix obtenus pour le gaz naturel, hausse qui a accru de 302 M\$ les produits des activités ordinaires. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie du semestre clos le 30 juin 2013.

- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 104 M\$, en regard de 657 M\$ pour le semestre correspondant de l'exercice précédent.
- La hausse des prix du gaz naturel reflète la hausse des prix de référence, ce qui a ajouté 302 M\$ aux produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 428 Mpi³/j, ce qui signale une baisse de 244 Mpi³/j, laquelle a retranché 125 M\$ des produits des activités ordinaires et est essentiellement imputable aux baisses normales de rendement. Ce facteur a été contrebalancé en partie par le fait que la fermeture de puits en 2012 avait réduit la production.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 20,6 kb/j, en hausse de 10,0 kb/j. Cette augmentation a permis un accroissement de 157 M\$ des produits des activités ordinaires et a découlé principalement des contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés, contrats qui se sont traduits par des volumes supplémentaires de liquides à Piceance et à Jonah, ainsi que des campagnes de forage fructueuses menées dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides.
- Les taxes à la production et les impôts miniers ont monté de 26 M\$ du fait surtout de la majoration des prix du gaz naturel.
- Les frais de transport et de traitement se sont accrus de 42 M\$ principalement en raison des coûts associés aux contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés et des coûts plus élevés qu'a entraînés la hausse des volumes faisant l'objet d'engagements.
- Les charges opérationnelles ont monté de 21 M\$, et ce, essentiellement parce que la Société a intensifié ses activités dans de nouvelles zones gazières riches en pétrole et en liquides.

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 (en millions de dollars)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Piceance	465	470	5,2	2,0	51 \$	112 \$
Jonah	332	426	4,9	4,0	13	25
Haynesville	375	418	-	0,1	55	90
Texas	145	158	-	-	3	16
Autres et nouvelles zones de ressources	85	93	11,5	5,2	205	189
Total - division États-Unis	1 402	1 565	21,6	11,3	327 \$	432 \$

Semestres clos les 30 juin

	Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital (en millions de dollars)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Piceance	462	479	4,8	1,8	99 \$	218 \$
Jonah	339	437	4,7	4,1	21	74
Haynesville	397	481	-	0,1	87	275
Texas	145	179	-	0,1	8	45
Autres et nouvelles zones de ressources	85	96	11,1	4,5	395	383
Total - division États-Unis	1 428	1 672	20,6	10,6	610 \$	995 \$

Le poste Autres et nouvelles zones de ressources tient compte des résultats de zones d'intérêt de gaz naturel riches en pétrole et en liquides, dont le bassin DJ, le bassin San Juan, le schiste marin Tuscaloosa et Eaglebine.

Les volumes de production moyens de pétrole et de LGN ont augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2013 en raison des contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés, lesquels se sont traduits par des volumes supplémentaires de liquides à Piceance et à Jonah, ainsi que des programmes de forage fructueux menés dans le bassin DJ et d'autres nouvelles zones de ressources.

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2013, les volumes de production moyens du gaz naturel à Jonah et à Haynesville ont été affaiblis par les baisses naturelles de rendement et par un programme de dépenses d'investissement moins ambitieux.

Autres charges de la division

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	210 \$	287 \$	418 \$	617 \$
Pertes de valeur	-	1 778	-	1 778

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2013, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a baissé par rapport à celle des périodes correspondantes de 2012 en raison de la diminution du taux d'épuisement et des volumes de production. La baisse du taux d'épuisement est essentiellement attribuable aux pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui avaient été comptabilisées en 2012.

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2012, la division avait, par suite de tests du plafonnement du coût entier, comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 1 778 M\$ avant impôt. Cette perte de valeur avait découlé essentiellement de la baisse des prix moyens du gaz naturel des 12 derniers mois, ce qui avait entraîné une réduction des volumes et de la valeur des réserves prouvées de la division, conformément aux calculs prescrits par la SEC.

Les prix moyens des 12 derniers mois qui ont servi aux calculs effectués dans le cadre des tests de plafonnement du coût entier ont été fondés sur des prix de référence qui ont été ajustés en fonction d'écart de base servant à établir des données locales comme les prix de référence, les frais et tarifs de transport, le contenu thermique et la qualité. Au 30 juin 2013, le prix moyen des 12 derniers mois au Henry Hub était de 3,44 \$ le Mbtu, contre 3,15 \$ le Mbtu à cette même date un an plus tôt. Quant au prix moyen des 12 derniers mois du WTI, il s'établissait à 91,60 \$ le baril au 30 juin 2013, comparativement à 95,67 \$ le baril au 30 juin 2012.

Optimisation des marchés

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires	136 \$	97 \$	253 \$	218 \$
Charges				
Activités opérationnelles	12	6	13	16
Produits achetés	116	85	218	190
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	3	3	6	6
	5 \$	3 \$	16 \$	6 \$

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 2012, les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2013, ce qui est essentiellement attribuable à la majoration des prix de marchandises, majoration qui a été atténuée par le recul 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	
	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires	485 \$	(794) \$	122 \$	(717) \$
Charges				
Transport et traitement	(8)	-	(9)	7
Activités opérationnelles	8	3	15	5
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	35	20	68	40
	450 \$	(817) \$	48 \$	(769) \$

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 frais 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 chiffres correspondants du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012 figurant ci-dessus ont été mis à jour afin que les profits et pertes de couverture latents liés aux contrats financiers dérivés sur l'électricité de la Société soient présentés dans les frais de transport et de traitement. Auparavant, ils étaient pris en compte dans les charges opérationnelles. Pour plus de renseignements à ce sujet, il y a lieu de se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés.

Autres résultats opérationnels

Charges

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	14 \$	13 \$	28 \$	27 \$
Charges administratives	83	95	178	197
Intérêts	141	135	281	258
(Profit) perte de change, montant net	166	97	268	(5)
Autres	(3)	-	(7)	(2)
	401 \$	340 \$	748 \$	475 \$

Les charges d'intérêts du deuxième trimestre et du premier semestre de 2013 ont dépassé celles des mêmes périodes de 2012 en raison surtout des intérêts liés à l'immeuble de bureaux The Bow.

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 et de la réévaluation d'autres actifs et passifs monétaires.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Impôt sur le résultat exigible	(60) \$	(43) \$	(127) \$	(177) \$
Impôt sur le résultat différé	(184)	(1 654)	(74)	(1 107)
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(244) \$	(1 697) \$	(201) \$	(1 284) \$

Au premier semestre de 2013, une économie d'impôt sur le résultat exigible a été constatée, et ce, en raison surtout de montants relatifs à des périodes antérieures. L'économie d'impôt sur le résultat exigible enregistrée pour les six premiers mois de 2012 avait découlé essentiellement du report rétrospectif, à des exercices antérieurs, de pertes fiscales. Le total de l'économie d'impôt sur le résultat du premier semestre de 2013 s'est établi à 201 M\$, ce qui correspond à une baisse de 1 083 M\$ qui a résulté principalement de la hausse du résultat net avant impôt. Les variations du résultat net sont analysées à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion.

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 et aux montants relatifs à des périodes antérieures. La diminution du taux d'impôt effectif entre les premiers semestres de 2012 et de 2013 a découlé du fait que le résultat annuel attendu est différent, de l'incidence fiscale des sorties d'actifs et d'autres transactions et des montants relatifs à des périodes antérieures.

Le taux d'impôt effectif annuel estimé dépend du résultat annuel attendu, des écarts par rapport aux taux d'impôt prévus par la loi et à d'autres taux, de l'incidence des changements législatifs, du financement international, des tranches non imposables des gains ou pertes en capital, des écarts de nature fiscale résultant de sorties d'actifs et de transactions et des ventilations de l'impôt de coentreprise en excédent du financement.

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 sa charge d'impôt est suffisante.

Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités opérationnelles	554 \$	631 \$	892 \$	1 248 \$
Activités d'investissement	(363)	(995)	(817)	643
Activités de financement	(109)	(147)	(258)	(813)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents libellés en monnaies étrangères	(44)	(8)	(80)	(4)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	38 \$	(519) \$	(263) \$	1 074 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	2 916 \$	1 874 \$	2 916 \$	1 874 \$

Activités opérationnelles

Au deuxième trimestre de 2013, les flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles, d'un montant de 554 M\$, ont baissé de 77 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2012. Cette baisse a découlé des variations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Pour le deuxième trimestre de 2013, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un déficit de 81 M\$, comparativement à un déficit de 134 M\$ au deuxième trimestre de 2012.

Au premier semestre de 2013, les flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles se sont situés à 892 M\$, ce qui signale un repli de 356 M\$ par rapport à ceux du semestre correspondant de 2012. Ce repli vient des variations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Pour le premier semestre de 2013, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a correspondu à un déficit de 296 M\$, comparativement à un déficit de 509 M\$ pour les six premiers mois de 2012.

La Société affichait un fonds de roulement positif de 1 809 M\$ au 30 juin 2013, en regard de 2 865 M\$ au 31 décembre 2012. La diminution du fonds de roulement a résulté principalement de l'accroissement de la partie courante de la dette à long terme ainsi que du recul des créances clients et produits à recevoir, ce qui a été atténué par la baisse des dettes fournisseurs et charges à payer. Au 30 juin 2013, le fonds de roulement incluait une trésorerie et des équivalents de trésorerie totalisant 2 916 M\$, contre 3 179 M\$ au 31 décembre 2012. Encana prévoit continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

Le premier semestre de 2013 s'est soldé par des flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement de 817 M\$, alors que pour la période correspondante de 2012, des flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement de 643 M\$ avaient été enregistrés. Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont résulté essentiellement de la baisse du produit généré par les sorties d'actifs, ce qui a été compensé en partie par la diminution des dépenses d'investissement et des coûts d'acquisition. Les raisons à l'origine de ces changements sont exposées plus en détail à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

Au premier semestre de 2013, les activités d'investissement ont également tenu 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, en Colombie-Britannique. Cette transaction a été conclue le 8 février 2013.

Pour le premier semestre de 2013, les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont également tenu compte de fonds en réserve de 8 M\$ qui ont été libérés de l'entiercement, comparativement à 405 M\$ à la période correspondante de l'exercice précédent. Les fonds en réserve comprennent des sommes qui ne peuvent servir aux fins opérationnelles générales, qui sont mises de côté ou qui sont détenues en mains tierces, ainsi que les sommes reçues de contreparties en lien avec des actifs mis en valeur conjointement.

Activités de financement

Dettes à long terme

Au 30 juin 2013, la partie courante de la dette à long terme d'Encana se chiffrait à 1 500 M\$, contre 500 M\$ au 31 décembre 2012. Exclusion faite de la partie courante, sa dette à long terme totalisait 6 133 M\$ au 30 juin 2013 et 7 175 M\$ au 31 décembre 2012. Il n'y avait aucun encours sur les facilités de crédit renouvelables de la Société au 30 juin 2013 ou au 31 décembre 2012.

Facilités de crédit et prospectus préalables

Encana dispose de deux facilités de crédit bancaires renouvelables consenties et a déposé un prospectus préalable portant sur des titres en dollars américains. En juin 2013, la Société a reporté, à juin 2018, la date d'échéance de ses facilités de crédit bancaires renouvelables et a fait passer de 4,0 G\$ CA à 3,5 G\$ CA sa facilité en dollars canadiens. Au 30 juin 2013, 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 4,0 G\$.

- 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, soit 3,5 G\$ CA (3,3 G\$), est toujours inutilisée.
- Une des filiales américaines d'Encana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 1,0 G\$ qui demeure disponible jusqu'en juin 2018 et dont une tranche de 999 M\$ est toujours inutilisée.
- Encana a déposé un prospectus préalable qui lui permet d'émettre à l'occasion jusqu'à 4,0 G\$, ou l'équivalent en monnaies étrangères, de titres d'emprunt aux États-Unis. Au 30 juin 2013, aucun titre n'avait été émis aux termes de ce prospectus. Toute émission est fonction des conditions du marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en juin 2014.

Encana avait déposé, sans y recourir, un prospectus préalable lui permettant d'émettre jusqu'à 2,0 G\$ CA, ou l'équivalent en monnaies étrangères, de titres d'emprunt au Canada. La période de validité de ce prospectus a pris fin en juin 2013. Encana ne l'a pas renouvelé puisqu'elle dispose de suffisamment de liquidités et ne croit pas devoir faire appel au marché canadien des capitaux d'emprunt dans un proche avenir.

À l'heure actuelle, Encana se conforme à toutes les clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées par les conventions régissant ses facilités de crédit et elle prévoit continuer de s'y conformer. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés afin de s'assurer que la Société respecte la clause restrictive selon laquelle elle doit maintenir son ratio dette/capitaux permanents ajustés à moins de 60 %. Les définitions utilisées dans la clause restrictive exigent que les capitaux permanents soient ajustés en fonction du cumul des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui avaient été constatées au 31 décembre 2011 en lien avec l'adoption, le 1^{er} janvier 2012, des PCGR des États-Unis. Le ratio dette/capitaux permanents ajustés s'établissait à 37 % au 30 juin 2013 et au 31 décembre 2012.

Données relatives aux actions en circulation

Au 30 juin 2013 et au 22 juillet 2013, 737,9 millions d'actions ordinaires d'Encana étaient en circulation et 32,3 millions d'options sur actions assorties de droits à l'appréciation des actions jumelés (« DAAJ ») étaient en cours (15,7 millions d'options exerçables). Un DAAJ donne au porteur de l'option le droit de recevoir un paiement

en trésorerie égal à l'excédent du cours du marché des actions ordinaires d'Encana, au moment de l'exercice, sur le prix d'attribution initial.

En 2013, Encana a annulé 650 000 actions ordinaires qui avaient été réservées en vue de leur émission aux actionnaires au moment de l'échange d'actions des sociétés remplacées. Conformément aux modalités de la convention de fusion qui a mené à la formation d'Encana, les actions qui n'avaient pas été échangées ont été annulées. Par conséquent, la valeur comptable moyenne pondérée de ces actions ordinaires a été reclassée dans le surplus d'apport.

Encana a, en 2013, émis 2,2 millions d'actions ordinaires, soit un total de 39 M\$, en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes.

Dividendes

Encana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires au gré du conseil d'administration. Au deuxième trimestre de 2013, les versements de dividendes ont totalisé 147 M\$ ou 0,20 \$ par action (147 M\$ ou 0,20 \$ par action au deuxième trimestre de 2012). Pour le semestre clos le 30 juin 2013, ils se sont chiffrés à 294 M\$ ou 0,40 \$ par action (294 M\$ ou 0,40 \$ par action au premier semestre de 2012). Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, les dividendes versés ont inclus les 39 M\$ d'actions ordinaires dont il est fait mention ci-dessus et que la Société a émises au lieu de verser des dividendes en trésorerie, conformément à son régime de réinvestissement des dividendes.

Le 23 juillet 2013, le conseil a déclaré un dividende de 0,20 \$ par action payable le 30 septembre 2013 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 13 septembre 2013.

Structure du capital

La structure du capital de la Société se compose 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, de financer sa croissance interne et de réaliser des acquisitions potentielles. Encana a, depuis longtemps, pour pratique de gérer son capital avec rigueur et de gérer sa structure du capital ainsi que d'y apporter des ajustements en fonction des conditions du marché de sorte à préserver sa souplesse financière tout en atteignant ses objectifs.

Pour gérer sa structure du capital, la Société peut modifier ses dépenses d'investissement ainsi que les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions aux fins d'annulation aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal des activités, 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 plusieurs mesures financières non conformes aux PCGR qui lui servent d'indicateurs de sa santé financière générale et qui sont définies à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion. Les mesures financières que surveille actuellement la Société sont présentées ci-dessous.

	30 juin 2013	31 décembre 2012
Ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1,4 x	1,1 x
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	2,3 x	2,0 x
Ratio dette/BAIIA ajusté	2,3 x	2,0 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	37 %	37 %

Obligations contractuelles et éventualités

Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la Société au 30 juin 2013.

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus					Par la suite	Total
	2013	2014	2015	2016	2017		
Transport et traitement	455 \$	930 \$	949 \$	854 \$	820 \$	4 775 \$	8 783 \$
Forage et services aux champs pétroliers	237	152	98	67	37	67	658
Contrats de location simple	23	47	44	38	30	71	253
Engagements	715 \$	1 129 \$	1 091 \$	959 \$	887 \$	4 913 \$	9 694 \$

Outre ceux figurant dans le tableau ci-dessus, Encana a des engagements de mise en valeur qu'elle a pris auprès de ses coentrepreneurs dans le cadre d'ententes conclues antérieurement. 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. Le rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 renferme plus de renseignements sur les principaux engagements d'Encana.

Outre le total des obligations contractuelles présenté ci-dessus, Encana a pris des engagements dans le cadre de son programme de gestion des risques et est également 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 17 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés. La Société prévoit financer ses engagements de 2013 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, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, des contrats de location-acquisition, de l'immeuble de bureaux The Bow et des installations de production Deep Panuke 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 opérationnels. Une issue défavorable pourrait avoir une incidence négative importante sur le résultat net consolidé de la Société pour la période durant laquelle survient cette issue. Les charges à payer en raison de litiges et de poursuites sont constatées si la Société juge que la perte est probable et que son montant peut être estimé avec une certitude raisonnable. La Société estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard.

Gestion des risques

Les activités, les perspectives, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie d'Encana et, dans certains cas, sa réputation, sont touchés par des risques faisant partie des catégories suivantes :

- les risques financiers;
- les risques liés aux activités opérationnelles;
- les risques liés à la sécurité, à l'environnement et à la réglementation.

Les risques qui entachent la réputation d'Encana, ou qui sont susceptibles de l'entacher, sont généralement de nature stratégique ou portent sur des problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement, puis gérés. En revanche, des problèmes imprévus peuvent parfois obliger la Société à intervenir d'urgence. Encana adopte une attitude proactive afin de repérer et de gérer les risques susceptibles de nuire à sa réputation et a établi des politiques, des procédures, des lignes directrices et des responsabilités cohérentes et claires à leur égard.

Encana continue de mettre en application son modèle d'affaires, qui cible la mise en valeur de zones de ressources d'une longue durée de vie à faible risque et à faibles coûts et qui lui permet de bien résister à l'incertitude des marchés. La direction adapte les stratégies de gestion des risques liés aux activités opérationnelles et des risques financiers afin de pouvoir réagir rapidement à l'évolution de la conjoncture économique et d'atténuer ou réduire le risque.

Risques financiers

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

Les risques financiers comprennent notamment :

- les prix du gaz naturel et des liquides sur le marché;
- 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 au Canada et aux États-Unis ou avec des contreparties jouissant de cotes de solvabilité de première qualité. Encana a adopté des politiques et des procédures relativement à la documentation et aux approbations requises pour l'utilisation d'instruments financiers dérivés et elle en lie expressément l'utilisation, dans le cas de marchandises, à l'atténuation du risque de prix de sorte à atteindre ses objectifs au chapitre du rendement des investissements et de la croissance, tout en maintenant les ratios financiers prescrits.

Pour réduire le risque lié aux prix des marchandises, la Société peut conclure des opérations qui établissent un prix plancher et un prix plafond. Afin de se protéger contre la variation des écarts de prix régionaux, Encana conclut des opérations qui visent à gérer l'écart de prix entre ses zones de production et différents points de vente. Des renseignements supplémentaires, notamment le détail des instruments financiers d'Encana en date du 30 juin 2013, figurent à la note 17 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés.

Les risques de contrepartie et de crédit font l'objet d'une gestion régulière et proactive. Une part substantielle du risque de crédit d'Encana concerne ses clients du secteur du pétrole et du gaz ou des institutions financières. Le risque de crédit est atténué par des politiques de crédit qu'approuve le conseil d'administration et qui régissent le portefeuille des créances de la Société, notamment les pratiques en matière de crédit qui permettent de limiter les opérations et d'accorder des conditions de paiement selon 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, telles que 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 à disposer de liquidités suffisantes pour financer ses dépenses d'investissement ainsi que le versement de dividendes. La Société réduit son risque de liquidité en gérant sa structure du capital. Pour la gérer, elle peut modifier ses dépenses d'investissement et les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions pour les annuler aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal des activités, émettre de nouvelles actions et de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser sa dette.

Risques liés aux activités opérationnelles

Les risques liés aux activités opérationnelles s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de ce qui suit :

- le remplacement des réserves et des ressources;
- les activités d'investissement;
- les activités opérationnelles.

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, 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 et le risque technique.

Lorsqu'elle prend des décisions en matière d'exploitation et d'investissement, Encana compte sur un modèle d'affaires qui lui donne la marge de manœuvre nécessaire au chapitre de la répartition des capitaux pour optimiser les investissements axés sur les rendements des projets, la création de valeur à long terme et l'atténuation des risques. Encana réduit également les risques opérationnels au moyen d'autres politiques, systèmes et processus ainsi que par la mise en œuvre d'un programme d'assurance exhaustif.

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

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. Les activités de la Société sont exposées à l'ensemble des risques opérationnels associés normalement à la prospection, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN, ainsi qu'à l'exploitation d'installations médianes. Lorsqu'elle évalue l'importance des facteurs de risque liés à l'environnement, Encana tient compte de plusieurs facteurs qualitatifs et quantitatifs, notamment en matière de finances, d'exploitation, de réputation et de réglementation en ce qui a trait au 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 en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. La Société a adopté des plans d'urgence afin de pouvoir intervenir rapidement en cas d'accident écologique et elle applique des stratégies de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement.

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

Le 20 juin 2013, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») des États-Unis a annoncé qu'elle suspendait son analyse des conséquences environnementales potentielles de la fracturation hydraulique, notamment en ce qui concerne les sources d'eau potable et la santé publique, au champ de gaz naturel Pavillion d'Encana, au Wyoming. Cet organisme a déclaré que les résultats de son projet de rapport datant de 2011 n'étaient pas concluants et qu'elle ne prévoyait pas en rédiger une version finale, ni demander à des pairs de l'examiner, ni s'appuyer sur les conclusions qu'il renferme. En outre, aucune donnée qui y figure ne sera intégrée à l'analyse nationale et de plus vaste portée que mène actuellement l'EPA eu égard à la fracturation hydraulique. L'EPA accordera plutôt son soutien à toute autre vérification scientifique de la qualité des eaux souterraines de Pavillion menée par le Department of Environmental Quality du Wyoming et de la Oil and Gas Conservation Commission de ce même État. Toute indication de liens potentiels entre la fracturation hydraulique et la qualité des eaux souterraines pourrait exposer Encana à des risques de nature réglementaire ou opérationnelle ou entacher sa réputation.

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 2012.

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 2012.

Prises de position comptables récentes

Modifications des méthodes et pratiques comptables

Le 1^{er} janvier 2013, Encana a adopté les mises à jour de normes comptables 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'Accounting Standards Update 2011-11, *Disclosures about Offsetting Assets and Liabilities*, et l'Accounting Standards Update 2013-01, *Clarifying the Scope of Disclosures about Offsetting Assets and Liabilities*, exigent la communication d'information sur les montants bruts et nets de certains instruments financiers admissibles à la compensation à l'état de la situation financière et de certains instruments assujettis à des accords généraux de compensation. Les modifications ont été appliquées rétrospectivement.
- L'Accounting Standards Update 2013-02, *Reporting of Amounts Reclassified Out of Accumulated Other Comprehensive Income*, exige la présentation d'informations plus étoffées concernant les montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat global. Les modifications ont été appliquées prospectivement.

Nouvelles normes publiées mais non encore adoptées

Encana sera tenue, en date du 1^{er} janvier 2014, d'adopter les mises à jour de normes comptables indiquées ci-dessous qu'a publiées le FASB et qui ne devraient pas avoir une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

- L'Accounting Standards Update 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 constatation, l'évaluation et la présentation des passifs découlant d'ententes conférant une responsabilité solidaire. Les modifications seront appliquées rétrospectivement.
- L'Accounting Standards Update 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 seront appliquées prospectivement.
- Selon l'Accounting Standards Update 2013-11, *Presentation of an Unrecognized Tax Benefit When a Net Operating Loss Carryforward, a Similar Tax Loss, or a Tax Credit Carryforward Exists*, 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 opérationnelle nette, d'une perte fiscale ou de crédits d'impôt non utilisés, sauf dans certaines situations particulières. Les modifications seront appliquées de façon prospective.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures utilisées dans le présent document n'ont pas de sens normalisé selon les PCGR des États-Unis et sont, par conséquent, considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Le secteur du pétrole et du gaz et Encana utilisent couramment ces mesures pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des renseignements supplémentaires concernant la liquidité de la Société et sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. Ces mesures non conformes aux PCGR sont notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie dilués par action, le résultat opérationnel, le résultat opérationnel dilué par action, les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents, le ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/BAIIA ajusté 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 opérationnelles, 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		2013		2012				2011	
	2013	2012	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	892 \$	1 248 \$	554 \$	338 \$	717 \$	1 142 \$	631 \$	617 \$	1 005 \$	1 285 \$
(Ajouter) déduire :										
Variation nette des autres actifs et passifs	(44)	(46)	(22)	(22)	(23)	(9)	(26)	(20)	(30)	(26)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	(296)	(509)	(81)	(215)	(56)	242	(134)	(375)	166	130
Impôt à payer à la vente d'actifs	(12)	(12)	(8)	(4)	(13)	(4)	(3)	(9)	(114)	-
Flux de trésorerie	1 244 \$	1 815 \$	665 \$	579 \$	809 \$	913 \$	794 \$	1 021 \$	983 \$	1 181 \$

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste le résultat net en fonction d'éléments non opérationnels 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 opérationnel afin de fournir aux investisseurs une information plus comparable d'une période à l'autre.

Le résultat opérationnel s'entend du résultat net 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 profits ou pertes de change, l'impôt lié aux sorties d'actifs et les ajustements nécessaires à la normalisation de l'incidence de l'impôt sur le résultat calculé au moyen du taux d'impôt effectif annuel estimé.

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin		2013		2012				2011	
	2013	2012	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Résultat net	299 \$	(1 470) \$	730 \$	(431) \$	(80) \$	(1 244) \$	(1 482) \$	12 \$	(476) \$	459 \$
(Ajout) déduction après impôt :										
Profits (pertes) de couverture latent(e)s	66	(502)	332	(266)	(72)	(428)	(547)	45	397	273
Pertes de valeur	-	(1 695)	-	-	(300)	(1 193)	(1 695)	-	(1 105)	-
Profit (perte) de change non opérationnel	(263)	(4)	(162)	(101)	(66)	162	(90)	86	82	(325)
Ajustements au titre de l'impôt	70	293	313	(243)	62	(48)	652	(359)	(82)	122
Résultat opérationnel	426 \$	438 \$	247 \$	179 \$	296 \$	263 \$	198 \$	240 \$	232 \$	389 \$

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		2013		2012				2011	
	2013	2012	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3 043 \$	2 530 \$	1 984 \$	1 059 \$	1 605 \$	1 025 \$	731 \$	1 799 \$	2 461 \$	2 353 \$
(Ajouter) déduire :										
Profits (pertes) de couverture latent(e)s, avant impôt	75	(725)	461	(386)	(118)	(598)	(795)	70	578	400
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents	2 968 \$	3 255 \$	1 523 \$	1 445 \$	1 723 \$	1 623 \$	1 526 \$	1 729 \$	1 883 \$	1 953 \$

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 2013	31 décembre 2012
Dette	7 633 \$	7 675 \$
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 916	3 179
Dette nette	4 717	4 496
Flux de trésorerie	2 966	3 537
Charge d'intérêts après impôt	409	391
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3 375 \$	3 928 \$
Ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1,4 x	1,1 x

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

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

(en millions de dollars)	30 juin 2013	31 décembre 2012
Dette	7 633 \$	7 675 \$
Flux de trésorerie	2 966	3 537
Charge d'intérêts après impôt	409	391
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3 375 \$	3 928 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	2,3 x	2,0 x

Ratio dette/BAIIA ajusté

Le ratio dette/BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux PCGR que suit la direction parce qu'elle le considère comme un indicateur de la santé financière générale de la Société. Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux PCGR et s'entend du résultat net des 12 derniers mois avant l'impôt sur le résultat, les profits ou pertes de change, les intérêts, la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la dotation aux amortissements et à l'épuisement, les pertes de valeur, les profits et pertes de couverture latents et les autres charges.

(en millions de dollars)	30 juin 2013	31 décembre 2012
Dette	7 633 \$	7 675 \$
Résultat net	(1 025)	(2 794)
Ajouter (déduire) :		
Intérêts	545	522
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(954)	(2 037)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	1 686	1 956
Pertes de valeur	2 169	4 695
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	54	53
(Profit) perte de change, montant net	166	(107)
(Profit latent) perte latente sur la gestion des risques	649	1 465
Autres	(4)	1
BAIIA ajusté	3 286 \$	3 754 \$
Ratio dette/BAIIA ajusté	2,3 x	2,0 x

Ratio dette/capitaux permanents ajustés

Le ratio dette/capitaux permanents ajustés, une mesure non conforme aux PCGR, suppose l'ajustement des capitaux permanents de sorte à prendre en compte les pertes de valeur antérieures découlant des tests de plafonnement du coût entier comptabilisées au 31 décembre 2011. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés afin de s'assurer que la Société respecte la clause restrictive qui lui est imposée par les conventions régissant ses facilités de crédit et selon laquelle elle doit maintenir son ratio dette/capitaux permanents ajustés à moins de 60 %. Les capitaux permanents ajustés comprennent la dette, les 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 2013	31 décembre 2012
Dette	7 633 \$	7 675 \$
Capitaux propres	5 308	5 295
Ajustement des capitaux propres pour prendre en compte les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011	7 746	7 746
Capitaux permanents ajustés	20 687 \$	20 716 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	37 %	37 %

Énoncés prospectifs

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'Encana de l'information sur la Société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'Encana et de ses filiales, certains énoncés du présent document constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), au sens des dispositions d'exonération des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes ou expressions comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention de », « cibler », « projeter », « objectif », « stratégie », « convenir de » ou des termes ou expressions analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision. Les énoncés prospectifs du présent document comprennent notamment des déclarations sur : la réalisation de la stratégie de la Société, à savoir accroître son portefeuille déjà fort vaste de zones de ressources productives de gaz naturel, de pétrole et de LGN; l'atteinte de ses objectifs commerciaux clés, soit préserver sa solidité financière, optimiser ses dépenses d'investissement, réduire les coûts et continuer de verser un dividende stable; l'attente selon laquelle son portefeuille de réserves et de ressources économiques éventuelles que renferment les diverses zones de ressources servira de fondement à sa stratégie à long terme, soit concrétiser plus rapidement la valeur de ses actifs; sa capacité de continuer à faire œuvre de pionnier dans la mise en valeur de zones d'intérêt et à tirer parti de la technologie pour exploiter ces ressources et se constituer une capacité de production sous-jacente à faibles coûts; la promotion de l'utilisation du gaz naturel en Amérique du Nord; la réalisation d'efficacités sur le plan opérationnel, toute mesure visant à encourager l'innovation technologique, la réduction des structures de coûts et le succès du modèle de centre névralgique de zones de ressources; l'attente selon laquelle ses dépenses d'investissement favoriseront l'essor de sa capacité de production à long terme ainsi que la diversification de son portefeuille de production et de ses flux de trésorerie; les projets visant à concentrer ses dépenses d'investissement dans ses zones de ressources qui procurent les meilleurs rendements et dans des zones d'intérêt dont la mise en valeur a donné de bons résultats; sa capacité d'attirer des investissements de tiers et l'attente selon laquelle ces investissements se traduiront par une plus grande souplesse financière; la valorisation de ses actifs; la réduction du risque inhérent aux zones qui en sont à leurs premiers stades; le maintien des efficacités, au chapitre des investissements et de l'exploitation, de celles qui ont atteint celui de maturité; l'amélioration des rendements des projets; 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 projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2013 (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 opérationnels et à la sensibilité estimative en 2013 des flux de trésorerie et du résultat opérationnel); les estimations des réserves et des ressources; l'attente selon laquelle les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt qui devraient être tirés des réserves prouvées utilisées aux fins des calculs des tests de plafonnement du coût entier ne reflètent pas la juste valeur de marché des biens pétroliers et gaziers d'Encana ni les flux de trésorerie nets futurs que devraient générer de tels biens; 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 possibilité que des poursuites en justice soient intentées en lien avec les questions relatives aux allégations de collusion avec des concurrents eu égard à un bail immobilier conclu au Michigan en 2010; la souplesse des budgets d'immobilisations et des sources de financement sur lesquelles ils reposent; 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 des équivalents de trésorerie et à diverses sources de financement à des taux concurrentiels; sa capacité 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 attentes quant à la législation environnementale, dont la réglementation concernant les changements climatiques et la fracturation hydraulique et l'incidence qu'elle pourrait avoir sur la Société ainsi que les résultats d'autres analyses scientifiques des eaux souterraines à Pavillion; l'attente selon laquelle elle financera ses engagements pour 2013 par ses flux de trésorerie; la trésorerie et les équivalents de trésorerie; l'attente selon laquelle elle ne fera pas appel au marché canadien des capitaux d'emprunt dans un proche avenir; l'effet des politiques, systèmes et processus d'atténuation des risques et du programme d'assurances de la Société; sa capacité de gérer ses ratios dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, dette/BAILA ajusté et 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, y compris le risque d'une baisse substantielle et prolongée et son effet défavorable sur les activités et la situation financière de la Société ainsi que la valeur et la quantité de ses réserves; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles de la Société; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; le risque que la Société soit incapable de conclure la sortie de certains actifs ou d'autres opérations ou de recevoir les montants prévus aux conventions liées aux opérations (de telles opérations peuvent comprendre des investissements de tiers, des accords d'affermage ou des partenariats, désignés de temps à autre par Encana comme « partenariats » ou « coentreprises », et les fonds reçus relativement à ces opérations qu'Encana 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 de la cote de crédit et ses conséquences négatives; des obligations d'indemnisation envers des tiers; la fluctuation des dividendes à verser; la capacité de la Société de tirer suffisamment de flux de trésorerie de ses activités opérationnelles pour s'acquitter de ses obligations actuelles et futures; sa capacité de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la Société d'assurer convenablement le transport de ses produits; l'évolution des lois et de la réglementation concernant les redevances, l'impôt, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone, la comptabilité et d'autres lois et règlements ou l'interprétation qui en est faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels la Société exerce ses activités; les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la Société; le risque inhérent aux écarts de base des prix; le risque résultant de l'incapacité de la Société de conclure des couvertures assorties de modalités avantageuses lui permettant de protéger son programme de dépenses d'investissement; et d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les rapports et les documents déposés par Encana auprès des autorités en valeurs mobilières. Bien qu'Encana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Les lecteurs sont priés de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont en date de ce dernier et, sauf si la loi l'exige, Encana ne s'engage nullement à les mettre à jour ou à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont expressément visés par la présente mise en garde.

Les énoncés prospectifs relatifs aux flux de trésorerie prévus pour 2013 se fondent, entre autres choses, sur la réalisation d'une production moyenne en 2013 variant entre 2,8 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») et 3,0 Gpi³/j de gaz naturel et entre 50 000 b/j et 60 000 b/j de liquides, un prix du gaz naturel et des liquides à la NYMEX de 3,75 \$ le kpi³ et un prix de 95 \$ le baril de WTI, un taux de change entre les dollars canadien et américain estimé à 1,00 \$ ainsi qu'un nombre moyen d'actions en circulation d'Encana d'environ 736 millions.

Les énoncés prospectifs concernant les questions relatives aux allégations de collusion avec des concurrents eu égard à un bail immobilier conclu au Michigan en 2010 sont présentés en tenant compte du fait que même si Encana entend assurer une défense vigoureuse advenant toute prétention de responsabilité présumée dans une poursuite à laquelle ces allégations pourraient donner lieu, elle ne peut prédire l'issue de toute enquête publique ni le dépôt ou l'issue de toute poursuite éventuelle l'impliquant pas plus qu'elle ne peut prédire si une telle poursuite pourrait se solder par l'imposition de dommages-intérêts monétaires susceptibles de nuire fortement à sa situation financière ni si d'autres poursuites seront intentées en raison des allégations précitées.

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 2013, 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 22 (non auditée) annexe aux états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012 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.

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.