



Encana Corporation

Rapport de gestion
(Établi en utilisant les PCGR des États-Unis)

Période close le 30 juin 2012

(Établi en dollars US)

Le 24 juillet 2012

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion d'Encana Corporation (« Encana » ou la « Société ») doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités de la période close le 30 juin 2012 (les « états financiers consolidés intermédiaires résumés »), ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités conformes aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et le rapport de gestion conforme aux PCGR des États-Unis de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Les états financiers consolidés intermédiaires résumés et les données comparatives ont été préparés conformément aux PCGR des États-Unis et sont présentés en dollars américains, sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain pour le secteur du pétrole et du gaz ainsi qu'à l'information présentée par des sociétés pétrolières et gazières des États-Unis. Le terme « liquides » désigne le pétrole, les liquides du gaz naturel (« LGN ») et les condensats. Le terme « riche en liquides » est employé pour représenter les flux de gaz naturel avec les volumes de liquides connexes. Le présent document est en date du 24 juillet 2012.

Certaines mesures utilisées dans le présent document n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR des États-Unis et sont, par conséquent, considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. L'industrie du pétrole et du gaz et 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, 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, y compris les rapprochements des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie ainsi que du résultat net et du résultat opérationnel.

La rubrique « Mise en garde » à la fin du présent document fournit en outre des renseignements concernant les énoncés prospectifs, l'information sur le pétrole et le gaz ainsi que les devises et les renvois à Encana.

Objectifs stratégiques d'Encana

Encana est l'un des principaux producteurs d'énergie de l'Amérique du Nord, son activité étant axée sur la croissance de son solide portefeuille diversifié de zones de ressources de gaz naturel, de pétrole et de LGN. Encana maintient le cap sur ses principaux objectifs, à savoir préserver sa solidité financière, optimiser ses dépenses d'investissement pour ses projets les plus rentables et continuer à verser un dividende stable à ses actionnaires grâce à un programme discipliné, responsable et fiable visant la croissance de sa production à faible coût.

La stratégie à long terme que la Société a établie pour concrétiser sans tarder la valeur de ses actifs s'appuie sur son portefeuille étendu de réserves et de ressources éventuelles économiques situées dans des zones de ressources à forte croissance de l'Amérique du Nord. Encana est reconnue pour faire œuvre de pionnier dans le développement de zones de prospection et pour tirer parti de la technologie dans l'exploitation de ressources et la constitution d'une capacité de production sous-jacente à faible coût.

Encana s'efforce continuellement d'accroître son efficacité sur le plan de l'exploitation, de favoriser l'innovation technologique et de réduire ses structures de coûts, tout en diminuant son empreinte environnementale par l'optimisation des zones de ressources. Le modèle de plaque tournante de zones de ressources de la Société, qui utilise 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 répétitives se prêtent bien à des réductions de coûts durables par l'optimisation du matériel et des processus rendue possible par l'application de techniques d'amélioration continue.

Encana a pour stratégie de maintenir des dépenses d'investissement équilibrées afin d'assurer la croissance de sa production à long terme tout en composant avec l'incertitude du marché à court terme. Encana a entrepris l'exercice 2012 en mettant la priorité sur l'équilibre entre le montant de ses dépenses d'investissement et de ses dividendes prévus et ses prévisions en matière de flux de trésorerie. En juin 2012, la Société a augmenté ses dépenses d'investissement prévues pour 2012, les faisant passer à 3,5 G\$, en fonction des résultats initiaux positifs obtenus dans un certain nombre de ses zones riches en pétrole et en liquides. Les dépenses

additionnelles de 600 M\$ seront financées à même la trésorerie et devraient se traduire par une hausse de la contribution des liquides aux flux de trésorerie en 2013, ce qui est conforme à l'objectif de la Société de constituer un portefeuille de production et de flux de trésorerie plus diversifié. Le produit tiré des sorties d'actifs prévues et des opérations en coentreprise devrait permettre une plus grande souplesse financière.

Étant donné le niveau actuel des prix du gaz naturel, la Société a réduit le programme de dépenses d'investissement pour bon nombre de ses zones de gaz naturel les plus sèches, tandis qu'une partie croissante des dépenses d'investissement est consacrée à diverses possibilités de prospection et de mise en valeur de zones riches en pétrole et en liquides. Encana a toujours pour priorité d'attirer les investissements de tiers afin de favoriser la mise en valeur des réserves et des ressources de la Société.

Au 30 juin 2012, Encana avait couvert environ 1 955 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j ») de sa production de gaz prévue pour juillet à décembre 2012 grâce à des contrats à prix fixe à la NYMEX au prix moyen de 5,79 \$ par millier de pieds cubes (« kpi³ ») et environ 505 Mpi³/j de sa production prévue pour 2013 au prix moyen de 5,24 \$ le kpi³. Le programme de couverture aide à maintenir les flux de trésorerie et les prix nets de la Société pendant les périodes caractérisées par de faibles prix.

Encana œuvre à l'élargissement de l'utilisation du gaz naturel en Amérique du Nord pour la production d'électricité, les transports et les applications industrielles. L'accès à de nouveaux marchés du gaz naturel, notamment pour l'exportation du gaz naturel liquéfié (« GNL »), fait partie de cette initiative. Encana détient également une participation de 30 % dans le projet de terminal d'exportation de GNL projeté de Kitimat en Colombie-Britannique.

De plus amples renseignements sur les résultats attendus pour 2012 d'Encana figurent dans ses prévisions sur son site Web à l'adresse www.encana.com.

Activités d'Encana

Les secteurs à présenter d'Encana sont établis par activité opérationnelle de la Société et région géographique :

- La **division Canada** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et les activités connexes du centre de coûts canadien. Cinq importantes zones de ressources relèvent de cette division : i) Greater Sierra dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ce qui comprend Horn River; ii) l'arche de Peace River dans le nord-ouest de l'Alberta; iii) Cutbank Ridge dans le nord de la Colombie-Britannique; iv) Bighorn dans le centre-ouest de l'Alberta et v) Coalbed Methane (« CBM ») dans le sud de l'Alberta. La division Canada comprend aussi le projet d'exploitation de gaz naturel Deep Panuke au large de la Nouvelle-Écosse.
- 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 les activités connexes du centre de coûts américain. Quatre importantes zones de ressources relèvent de cette division : i) Jonah dans le sud-ouest du Wyoming; ii) Piceance dans le nord-ouest du Colorado; iii) Haynesville, en Louisiane et iv) le Texas.
- 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, ce qui accorde 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 des pertes latents inscrits à l'égard d'instruments financiers dérivés. Une fois les montants réglés, les profits et les 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 opérations conclues entre les secteurs sont évaluées à la valeur de marché et sont éliminées au moment de la consolidation. L'information financière est présentée après éliminations.

Aperçu des résultats

Faits saillants

Résultats d'Encana pour le trimestre clos le 30 juin 2012 :

- Flux de trésorerie de 794 M\$ et résultat opérationnel de 198 M\$.
- Résultat net équivalant à une perte de 1 482 M\$, compte tenu des pertes de valeur de 1 695 M\$, après impôt, découlant des tests de plafonnement du coût entier hors trésorerie.
- Production moyenne de gaz naturel de 2 802 Mpi³/j et production moyenne de liquides de 28,2 milliers de barils (« kb ») par jour (« kb/j »).
- Gains de couverture réalisés sur des marchandises de 441 M\$, après impôt.
- Prix moyen du gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,79 \$ le kpi³; le prix moyen des liquides s'est établi à 80,32 \$ le baril.
- Versement d'un dividende de 0,20 \$ par action.

Résultats d'Encana pour le semestre clos le 30 juin 2012 :

- Flux de trésorerie de 1 815 M\$ et résultat opérationnel de 438 M\$.
- Résultat net équivalant à une perte de 1 470 M\$, compte tenu des pertes de valeur de 1 695 M\$, après impôt, découlant des tests de plafonnement du coût entier hors trésorerie.
- Production moyenne de gaz naturel de 3 037 Mpi³/j et production moyenne de liquides de 28,7 Mpi³/j.
- Gains de couverture réalisés sur des marchandises de 799 M\$, après impôt.
- Prix moyen du gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,68 \$ le kpi³; le prix moyen des liquides s'est établi à 82,08 \$ le baril.
- Versement de dividendes de 0,40 \$ par action.

Principaux faits nouveaux survenus pour la Société pendant le semestre clos le 30 juin 2012 :

- Un accord a été conclu avec une filiale de Toyota Tsusho Corporation (« Toyota Tsusho ») aux termes duquel Toyota Tsusho investira quelque 600 M\$ CA pour acquérir des droits de redevance dérogatoire bruts de 32,5 % sur la production de gaz naturel d'une partie de la zone de ressources de CBM d'Encana. Toyota Tsusho a versé une somme d'environ 100 M\$ CA en avril 2012 et investira environ 500 M\$ CA au cours des sept prochaines années.
- Un contrat de coentreprise a été conclu avec Mitsubishi Corporation (« Mitsubishi ») en vue d'aménager certains terrains de Cutbank Ridge en Colombie-Britannique appartenant à Encana. Aux termes de ce contrat, Mitsubishi s'est engagée à investir environ 2,9 G\$ CA contre une participation de 40 % dans l'entreprise. La transaction a été réalisée en février 2012 et un produit de 1,45 G\$ CA a été reçu.
- Une convention de coentreprise dans le secteur amont a été conclue avec Exaro Energy III LLC (« Exaro ») aux termes de laquelle Exaro investira environ 380 M\$ dans les cinq prochaines années pour acquérir une participation dans certaines sections du gisement Jonah au Wyoming.
- La vente de deux usines de traitement du gaz naturel en Colombie-Britannique et en Alberta a été conclue en février 2012 pour un produit d'environ 920 M\$ CA.
- Le reste de la vente des actifs de production de gaz naturel à North Texas a été réalisé en mars 2012 pour un produit de 114 M\$. En décembre 2011, la Société avait réalisé la majeure partie de la vente des actifs de North Texas pour un produit de 836 M\$.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Semestres clos les 30 juin		2012		2011				2010	
	2012	2011	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie ¹⁾ par action – dilué	1 815 \$ 2,47	2 052 \$ 2,78	794 \$ 1,08	1 021 \$ 1,39	983 \$ 1,33	1 181 \$ 1,60	1 089 \$ 1,48	963 \$ 1,31	917 \$ 1,25	1 132 \$ 1,54
Résultat opérationnel ¹⁾ par action – dilué	438 0,59	570 0,77	198 0,27	240 0,33	232 0,31	389 0,53	352 0,48	218 0,30	242 0,33	330 0,45
Résultat net par action – de base	(1 470) (2,00)	22 0,03	(1 482) (2,01)	12 0,02	(476) (0,65)	459 0,62	383 0,52	(361) (0,49)	131 0,18	763 1,04
par action – dilué	(2,00)	0,03	(2,01)	0,02	(0,65)	0,62	0,52	(0,49)	0,18	1,04
Dépenses d'investissement	1 917	2 416	797	1 120	1 008	1 186	1 122	1 294	1 430	1 223
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(2 368)	(23)	(8)	(2 360)	(1 538)	(4)	108	(131)	83	(31)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	2 530	3 653	731	1 799	2 461	2 353	1 986	1 667	1 431	2 425

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 2012 et 2011

Les flux de trésorerie se sont établis à 794 M\$, en baisse de 295 M\$, en raison surtout de la diminution des prix des marchandises et des volumes de production de gaz naturel, annulée en partie par l'accroissement des gains de couverture réalisés et l'augmentation des volumes de production des liquides. Pour le trimestre clos le 30 juin 2012 :

- Les gains de couverture réalisés se sont établis à 441 M\$ après impôt, comparativement à des gains de 131 M\$, après impôt, en 2011.
- Le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 2,25 \$ le kpi³ en 2012, contre 4,42 \$ le kpi³ en 2011. Le prix moyen obtenu pour les liquides a été de 80,32 \$ le baril en 2012, contre 92,66 \$ le baril en 2011.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 507 Mpi³/j pour s'établir à 2 802 Mpi³/j en 2012, comparativement à 3 309 Mpi³/j en 2011. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 3,9 kb/j pour atteindre 28,2 kb/j en 2012, comparativement à 24,3 kb/j en 2011.

Le résultat opérationnel s'est établi à 198 M\$, en baisse de 154 M\$, par suite essentiellement d'un recul des prix des marchandises et d'une diminution des volumes de production de gaz naturel, facteurs en partie annulés par une augmentation des gains de couverture réalisés, une baisse de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et une hausse des volumes de production des liquides.

Le résultat net, qui s'est soldé par une perte de 1 482 M\$, a diminué de 1 865 M\$ par suite surtout des pertes de valeur de 1 695 M\$ (néant en 2011), après impôt, découlant des tests de plafonnement du coût entier hors trésorerie et de l'inversion de gains de couverture réalisés et latents de 106 M\$ (gains de 149 M\$ en 2011), après impôt. Le résultat net a aussi diminué en raison d'une baisse des prix des marchandises et des volumes de production de gaz naturel, annulée en partie par une diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement, un accroissement des volumes de production des liquides et une économie d'impôt différé.

Les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier hors trésorerie de la Société au deuxième trimestre de 2012 s'expliquent surtout par le recul du prix moyen du gaz naturel au cours des 12 derniers mois. Selon la méthode de la comptabilisation du coût entier, la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers d'Encana au niveau de chaque centre de coûts par pays est soumise à un test de plafonnement du coût entier trimestriellement. Les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier sont comptabilisées lorsque les coûts incorporés regroupés au niveau du centre de coûts par pays sont supérieurs au

total des flux de trésorerie nets futurs estimés après impôt attendus des réserves prouvées, selon un calcul conforme aux exigences de la SEC et en fonction d'un prix moyen établi sur les 12 derniers mois, actualisés à 10 %. Étant donné le niveau actuel des prix, la Société s'attend à ce que la poursuite de la baisse du prix moyen du gaz naturel au cours des 12 prochains mois réduise la valeur et le volume des réserves prouvées établies selon les exigences de la SEC et donne lieu à la comptabilisation de pertes de valeur futures découlant des tests de plafonnement du coût entier.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2012 et 2011

Les flux de trésorerie se sont établis à 1 815 M\$, en baisse de 237 M\$, en raison surtout du recul des prix des marchandises et des volumes de production de gaz naturel, annulé en partie par l'accroissement des gains de couverture réalisés et l'augmentation des volumes de production de liquides. Pour le semestre clos le 30 juin 2012 :

- Les gains de couverture réalisés se sont établis à 799 M\$ après impôt, comparativement à 269 M\$ après impôt en 2011.
- Le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 2,55 \$ le kpi³ en 2012, contre 4,34 \$ le kpi³ en 2011. Le prix moyen obtenu pour les liquides a été de 82,08 \$ le baril en 2012, contre 86,85 \$ le baril en 2011.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 216 Mpi³/j pour s'établir à 3 037 Mpi³/j en 2012, comparativement à 3 253 Mpi³/j en 2011. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 4,9 kb/j pour atteindre 28,7 kb/j en 2012, comparativement à 23,8 kb/j en 2011.

Le résultat opérationnel s'est établi à 438 M\$, en baisse de 132 M\$, par suite essentiellement d'un recul des prix des marchandises et d'une diminution des volumes de production de gaz naturel, facteurs en partie annulés par une augmentation des gains de couverture réalisés, une baisse de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et un accroissement des volumes de production de liquides.

Le résultat net, qui représente une perte de 1 470 M\$, fait suite à une diminution de 1 492 M\$ qui s'explique surtout par un accroissement des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier hors trésorerie, un recul des prix des marchandises, une baisse des volumes de production de gaz naturel et une diminution des gains de change. Ces facteurs ont été en partie annulés par une hausse conjuguée des gains de couverture réalisés et latents, une baisse de la dotation aux amortissements et à l'épuisement, un accroissement des volumes de production de liquides et une économie d'impôt différé. Les gains de couverture après impôt réalisés et latents ont totalisé 297 M\$ en 2012 (199 M\$ en 2011).

Au premier semestre de 2012, la Société a inscrit des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier hors trésorerie de 1 695 M\$ après impôt, contre 582 M\$ en 2011. Ces pertes de valeur s'expliquent essentiellement par la baisse du prix moyen du gaz naturel au cours des 12 derniers mois.

Prix et taux de change – par trimestre

(moyenne de la période)	Semestres clos les 30 juin		2012		2011				2010	
	2012	2011	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Prix obtenus par Encana										
Gaz naturel (\$/kpi ³)										
Compte tenu des couvertures	4,68 \$	5,04 \$	4,79 \$	4,58 \$	4,79 \$	5,01 \$	5,09 \$	5,00 \$	5,03 \$	5,27 \$
Compte non tenu des couvertures	2,55	4,34	2,25	2,80	3,73	4,32	4,42	4,26	3,93	4,19
Liquides (\$ le baril)										
Compte tenu des couvertures	82,08	86,85	80,32	83,77	85,44	82,43	92,66	80,70	68,91	61,79
Compte non tenu des couvertures	82,08	86,85	80,32	83,77	85,44	82,43	92,66	80,70	71,05	62,15
Prix de référence du gaz naturel										
NYMEX (\$/Mbtu)	2,48	4,21	2,22	2,74	3,55	4,20	4,31	4,11	3,80	4,39
AECO (\$ CA/kpi ³)	2,17	3,76	1,83	2,52	3,47	3,72	3,74	3,77	3,58	3,72
Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	2,34	3,91	2,01	2,67	3,47	3,90	3,98	3,84	3,44	3,53
HSC (\$/Mbtu)	2,41	4,17	2,17	2,65	3,49	4,23	4,29	4,06	3,78	4,33
Écart de base (\$/Mbtu)										
AECO/NYMEX	0,30	0,36	0,39	0,22	0,17	0,34	0,42	0,29	0,28	0,83
Rocheuses/NYMEX	0,14	0,30	0,21	0,07	0,08	0,30	0,33	0,27	0,36	0,86
HSC/NYMEX	0,07	0,04	0,05	0,09	0,06	(0,03)	0,02	0,05	0,02	0,06
Prix de référence du pétrole										
West Texas Intermediate (WTI) (\$ le baril)	98,15	98,50	93,35	103,03	94,02	89,54	102,34	94,25	85,18	76,28
Taux de change										
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA	0,994	1,024	0,990	0,999	0,978	1,020	1,033	1,015	0,987	0,962

Les résultats financiers d'Encana sont influencés par les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix et le taux de change entre les dollars américain et canadien. Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2012, les prix moyens obtenus par Encana pour le gaz naturel, compte non tenu des couvertures, ont traduit la baisse des prix de référence par rapport aux mêmes périodes de 2011. Les activités de couverture ont fait augmenter de 2,54 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu pour le gaz naturel au deuxième trimestre de 2012 et de 2,13 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu au premier semestre de 2012. Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2012, les prix moyens obtenus par Encana pour les liquides ont traduit la baisse des prix de référence par rapport aux mêmes périodes de 2011.

Afin de gérer cette volatilité et son incidence sur ses flux de trésorerie, Encana conclut divers contrats de couverture financière. Les contrats 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 gains ou de pertes de couverture latents. Les gains ou les pertes de couverture réalisés sont constatés dans les produits des activités ordinaires au règlement des contrats financiers dérivés.

Au 30 juin 2012, Encana avait couvert environ 1 955 Mpi³/j de sa production de gaz prévue pour juillet à décembre 2012 au moyen de contrats à prix fixe à la NYMEX au prix moyen de 5,79 \$ le kpi³. Encana avait également couvert environ 505 Mpi³/j de sa production de gaz naturel prévue pour 2013 au prix moyen de 5,24 \$ le kpi³. Le programme de couverture de la Société lui permet de stabiliser les flux de trésorerie durant les périodes de fléchissement des prix. Pour obtenir de plus amples renseignements, 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)	Semestres clos les 30 juin		2012		2011				2010	
	2012	2011	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Gaz naturel (Mpi ³ /j)										
Division Canada	1 365	1 420	1 237	1 493	1 515	1 460	1 445	1 395	1 395	1 390
Division États-Unis	1 672	1 833	1 565	1 779	1 944	1 905	1 864	1 801	1 835	1 791
	3 037	3 253	2 802	3 272	3 459	3 365	3 309	3 196	3 230	3 181
Pétrole et LGN (kb/j)										
Division Canada	18,1	14,6	16,9	19,2	13,9	15,1	14,8	14,3	11,3	14,3
Division États-Unis	10,6	9,2	11,3	10,1	10,0	9,3	9,5	9,0	9,2	9,1
	28,7	23,8	28,2	29,3	23,9	24,4	24,3	23,3	20,5	23,4

Au deuxième trimestre de 2012, les volumes moyens de production de gaz naturel ont été de 2 802 Mpi³/j, en baisse de 507 Mpi³/j par rapport à la période correspondante de 2011. Au premier semestre de 2012, les volumes moyens de production de gaz naturel ont été de 3 037 Mpi³/j, en baisse de 216 Mpi³/j par rapport à la période correspondante de 2011. Dans la division Canada, les volumes ont diminué à la suite surtout de la fermeture de puits et des sorties d'actifs, facteurs annulés en partie par la campagne de forage fructueuse menée à Bighorn et dans l'arche de Peace River. Dans la division États-Unis, les volumes ont baissé par suite surtout de la fermeture de puits, de sorties d'actifs et de la baisse naturelle du rendement des gisements, facteurs atténués en partie par des campagnes de forage fructueuses à Piceance.

Au deuxième trimestre de 2012, les volumes de production moyens de pétrole et de LGN ont atteint 28,2 kb/j, en hausse de 3,9 kb/j par rapport à la période correspondante de 2011. Au premier semestre de 2012, les volumes de production moyens de pétrole et de LGN ont atteint 28,7 kb/j, en hausse de 4,9 kb/j par rapport à la période correspondante de 2011. Les volumes de production de liquides ont augmenté par suite surtout de l'accroissement des volumes visés par les droits de redevance, de la campagne de forage fructueuse dans l'arche de Peace River et de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides par l'usine Musreau, de la formation Deep Basin en Alberta.

Le montant net des sorties d'actifs a réduit les volumes de production moyens de gaz naturel pour le premier semestre de 2012 d'environ 155 Mpi³/j par rapport à la période correspondante de 2011. Les volumes de production ont baissé d'environ 45 Mpi³/j dans la division Canada et d'environ 110 Mpi³/j dans la division États-Unis.

Au premier trimestre de 2012, Encana a annoncé qu'elle compte réduire et interrompre la production de gaz naturel d'environ 250 Mpi³/j pour 2012 dans les régions où la baisse du rendement est marquée et la variation des coûts prononcée en raison du contexte actuel du prix du gaz naturel. La période durant laquelle la fermeture volontaire de puits et l'interruption de production d'Encana se poursuivront dépendra de plusieurs facteurs, notamment la remontée du prix du gaz, la durée de cette période étant par conséquent incertaine pour le moment.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Division Canada	323 \$	469 \$	838 \$	1 097 \$
Division États-Unis	432	619	995	1 267
Optimisation des marchés	1	-	7	-
Activités non sectorielles et autres	41	34	77	52
Dépenses d'investissement	797	1 122	1 917	2 416
Acquisitions	175	151	328	417
Sorties d'actifs	(183)	(43)	(2 696)	(440)
Acquisitions et sorties d'actifs, montant net	(8)	108	(2 368)	(23)
Dépenses d'investissement, montant net	789 \$	1 230 \$	(451) \$	2 393 \$

Au cours du premier semestre de 2012, les dépenses d'investissement se sont élevées à 1 917 M\$ en regard de 2 416 M\$ pour la période correspondante de 2011. En 2012, les dépenses d'investissement ont servi principalement à mener à bien des campagnes de forage déjà en cours et à réaliser des campagnes de forage avec des coentrepreneurs. La mise en valeur d'importantes zones de ressources s'est poursuivie à Haynesville, Piceance, Bighorn, Cutbank Ridge et dans l'arche de Peace River. Étant donné le niveau actuel des prix du gaz naturel, la Société a réduit le programme de dépenses d'investissement dans les zones de gaz naturel les plus sèches, tandis qu'une partie croissante des dépenses d'investissement est consacrée à diverses possibilités de prospection et de mise en valeur de zones riches en pétrole et en liquides. Les dépenses consacrées à des zones de ressources de pétrole et de gaz riches en pétrole et en liquides prometteuses portaient surtout sur Duvernay, le schiste marin Tuscaloosa, Eaglebine et le bassin de San Juan.

Au premier semestre de 2012, la Société a réalisé des acquisitions de 109 M\$ dans la division Canada et de 219 M\$ dans la division États-Unis, qui ont consisté principalement en l'achat de terrains et de propriétés offrant un potentiel de production riche en liquides.

Au premier semestre de 2012, le montant des sorties d'actifs s'est chiffré à 2 504 M\$ dans la division Canada et à 190 M\$ dans la division États-Unis. Dans la division Canada, cette somme comprenait le montant de 1,45 G\$ CA reçu de Mitsubishi, les quelque 100 M\$ CA reçus de Toyota Tsusho et environ 920 M\$ CA provenant de la vente de deux usines de traitement du gaz naturel. La division États-Unis a reçu un produit de 114 M\$ par suite de la sortie du reste des actifs de production de gaz naturel à North Texas. Au premier semestre de 2011, les sorties d'actifs dans la division États-Unis ont inclus la vente de l'usine de traitement du gaz naturel de Fort Lupton pour un produit de 296 M\$. Les montants reçus à la suite de ces sorties ont été déduits des comptes du coût entier du Canada et des États-Unis.

En avril 2012, Encana a conclu un accord avec Toyota Tsusho aux termes duquel cette dernière a investi quelque 100 M\$ CA à la conclusion de la transaction et investira environ 500 M\$ CA au cours des sept prochaines années en vue d'acquérir des droits de redevance dérogatoire bruts de 32,5 % dans la production de gaz naturel d'une portion de la zone de ressources CBM d'Encana. L'opération a été réalisée le 19 avril 2012.

En février 2012, Encana a conclu un contrat de coentreprise avec Mitsubishi pour la mise en valeur de certains terrains de Cutbank Ridge en Colombie-Britannique. Aux termes de ce contrat, Encana détient une participation de 60 % et Mitsubishi, une participation de 40 % dans cette coentreprise. Mitsubishi a d'abord investi environ 1,45 G\$ CA dès la réalisation de la transaction et investira environ 1,45 G\$ CA, en plus de sa participation de 40 % dans le futur investissement dans cette coentreprise, sur une période d'engagement qui devrait être d'environ cinq ans, ramenant ainsi le capital qu'Encana devra engager à 30 % de l'investissement total prévu sur cette période. La transaction ne vise pas la production qu'Encana tire actuellement de Cutbank Ridge, ni les usines de traitement, ni les réseaux de collecte, ni les avoirs fonciers de la Société en Alberta. La transaction a été réalisée le 24 février 2012 et un montant de 1,45 G\$ CA a été reçu.

En février 2012, la Société a réalisé la vente de ses usines de traitement du gaz naturel en Colombie-Britannique et en Alberta pour un produit d'environ 920 M\$ CA. Dans le cadre de cette vente, Encana a conclu un contrat de services de collecte et de traitement ferme dans la région de Cutbank Ridge.

Encana est partie prenante à plusieurs coentreprises avec des contreparties au Canada et aux États-Unis. Ces accords s'inscrivent dans la stratégie à long terme de la Société d'accélérer la constatation de 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 et d'accroître ainsi le rendement des projets.

Résultats des divisions

Division Canada

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2012 et 2011

	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 (\$ le baril)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	350 \$	658 \$	2,05 \$	3,97 \$	76,47 \$	92,10 \$
Gain de couverture réalisé	286	77	2,61	0,59	-	-
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	3	4	0,01	0,02	1,28	0,62
Transport et traitement	145	137	1,31	1,02	1,18	1,77
Activités opérationnelles	83	80	0,71	0,58	1,68	1,04
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	405 \$	514 \$	2,63 \$	2,94 \$	72,33 \$	88,67 \$

	Trimestres clos les 30 juin			
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
	2012	2011	2012	2011
Volumes de production – après redevances	1 237	1 445	16,9	14,8

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 405 M\$, en baisse de 109 M\$, en raison principalement du recul des prix obtenus pour les marchandises et de la diminution des volumes de production de gaz naturel, le tout atténué par l'augmentation des gains de couverture et l'accroissement des volumes de production de liquides. Pour le trimestre clos le 30 juin 2012 :

- Les gains de couverture réalisés avant impôt se sont chiffrés à 286 M\$ en regard de 77 M\$ en 2011.
- La baisse du prix du gaz naturel et des liquides a amputé les produits des activités ordinaires de 248 M\$.
- Les volumes de production moyens de gaz naturel se sont élevés à 1 237 Mpi³/j, en baisse de 208 Mpi³/j. La diminution de 75 M\$ des produits des activités ordinaires est imputable principalement à la fermeture de puits et aux sorties d'actifs, facteurs annulés en partie par une campagne de forage fructueuse menée à Bighorn et dans l'arche de Peace River. Une portion de la production de 2012 a été interrompue à CBM, à Cutbank Ridge et à Greater Sierra.
- Les volumes de production moyens de pétrole et de gaz naturel se sont établis à 16,9 kb/j, en hausse de 2,1 kb/j, ce qui s'est traduit par une augmentation des produits des activités ordinaires de 17 M\$ surtout attribuable à l'accroissement des volumes visés par les droits de redevance.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2012 et 2011

	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 (\$ le baril)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	845 \$	1 255 \$	2,33 \$	3,92 \$	78,33 \$	85,59 \$
Gain de couverture réalisé	514	158	2,10	0,61	-	-
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	6	8	-	0,02	1,85	0,87
Transport et traitement	278	249	1,12	0,95	1,06	1,56
Activités opérationnelles	180	190	0,69	0,70	1,40	1,22
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	895 \$	966 \$	2,62 \$	2,86 \$	74,02 \$	81,94 \$

	Semestres clos les 30 juin			
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
	2012	2011	2012	2011
Volumes de production – après redevances	1 365	1 420	18,1	14,6

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 895 M\$, en baisse de 71 M\$, en raison principalement de la baisse du prix obtenu pour les marchandises, de la réduction des volumes de production de gaz naturel et de la hausse des frais de transport et de traitement, le tout atténué par un accroissement des gains de couverture et l'augmentation des volumes de production de liquides. Pour le semestre clos le 30 juin 2012 :

- Les gains de couverture réalisés avant impôt se sont chiffrés à 514 M\$ en regard de 158 M\$ en 2011.
- La baisse du prix du gaz naturel et des liquides a amputé les produits des activités ordinaires de 427 M\$.
- Les volumes de production moyens de gaz naturel se sont établis à 1 365 Mpi³/j, en baisse de 55 Mpi³/j, ce qui a entraîné une diminution des produits des activités ordinaires de 34 M\$ imputable essentiellement à la fermeture de puits et aux sorties d'actifs, facteurs annulés en partie par une campagne de forage fructueuse menée à Bighorn et dans l'arche de Peace River. Une portion de la production de 2012 a été interrompue à CBM, à Cutbank Ridge et à Greater Sierra.
- Les volumes de production moyens de pétrole et de LGN se sont établis à 18,1 kb/j, en hausse de 3,5 kb/j, ce qui a entraîné une augmentation de 56 M\$ des produits des activités ordinaires en raison d'un accroissement des volumes visés par les droits de redevance, d'une campagne de forage fructueuse menée dans l'arche de Peace River et de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides par l'usine Musreau, de la formation Deep Basin en Alberta.
- Les frais de transport et de traitement ont augmenté de 29 M\$ par suite surtout de la hausse des volumes traités dans des installations tierces, à la suite essentiellement de la vente des deux usines de traitement du gaz naturel.

Les chiffres correspondants pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 présentés dans le tableau des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ci-dessus ont été mis à jour afin que les frais de traitement soient ajoutés aux frais de transport. Auparavant, les frais de traitement étaient présentés dans les charges opérationnelles. La Société a sorti un montant de 73 M\$ des charges opérationnelles pour les inclure dans les frais de transport et de traitement du trimestre clos le 30 juin 2011 et un montant de 130 M\$ pour le semestre clos à la même date. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés.

Autres charges de la division

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	162 \$	249 \$	396 \$	487 \$
Perte de valeur	748	-	748	776

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2012, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a diminué par rapport à celle de 2011 en raison de la réduction des volumes de production et d'une diminution des taux d'épuisement. La baisse des taux d'épuisement est attribuable essentiellement à la perte de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier comptabilisée au quatrième trimestre de 2011 et de montants reçus à la suite de sorties d'actifs crédités au compte du coût entier au premier trimestre de 2012.

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2012, la division a comptabilisé une perte de valeur de 748 M\$, avant impôt, découlant des tests de plafonnement du coût entier hors trésorerie, contre une perte de valeur de 776 M\$ avant impôt comptabilisée au premier semestre de 2011. Cette perte de valeur résulte essentiellement du fléchissement du prix moyen du gaz naturel au cours des 12 derniers mois, qui a entraîné une réduction du volume et de la valeur des réserves prouvées de la division, selon un calcul conforme aux exigences de la SEC. Une perte de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier hors trésorerie est comptabilisée lorsque les coûts incorporés regroupés au niveau du centre de coûts par pays sont supérieurs au total des flux de trésorerie nets futurs estimés, après impôt, attendus des réserves prouvées, établies selon les exigences de la SEC et en fonction d'un prix moyen établi sur les 12 derniers mois et des coûts de mise en valeur et de production futurs non actualisés, actualisés à 10 %, majorés des coûts des biens non prouvés.

Les prix moyens des 12 derniers mois utilisés dans les calculs des tests de plafonnement tiennent compte des prix de référence ci-après. Les prix de référence sont ajustés en fonction des écarts de base pour le calcul des données locales comme les prix de référence, les frais et tarifs de transport, le contenu thermique et la qualité.

	Gaz naturel	Liquides
	AECO (\$ CA/Mbtu)	Edmonton ¹⁾ (\$ CA le baril)
Prix moyen des réserves des 12 derniers mois ²⁾		
30 juin 2012	2,76	92,20
31 décembre 2011	3,76	96,53
30 juin 2011	3,77	87,91

1) Brut léger non corrosif.

2) Pour estimer les réserves, les prix ont été maintenus constants pour les exercices futurs.

Division États-Unis

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2012 et 2011

	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 (\$ le baril)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	437 \$	900 \$	2,41 \$	4,76 \$	86,11 \$	93,53 \$
Gain de couverture réalisé	355	125	2,49	0,73	-	-
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	12	51	0,03	0,25	7,17	9,38
Transport et traitement	148	195	1,04	1,15	0,09	-
Activités opérationnelles	87	101	0,56	0,59	5,52	-
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	545 \$	678 \$	3,27 \$	3,50 \$	73,33 \$	84,15 \$

	Trimestres clos les 30 juin			
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
	2012	2011	2012	2011
Volumes de production – après redevances	1 565	1 864	11,3	9,5

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 545 M\$, en baisse de 133 M\$ du fait principalement du recul du prix obtenu pour le gaz naturel et de la réduction des volumes de production de gaz naturel, facteurs qui ont été atténués par la hausse des gains réalisés sur les couvertures, la baisse des frais de transport et de traitement, la diminution des taxes à la production et impôts miniers et l'accroissement des volumes de production de liquides. Pour le trimestre clos le 30 juin 2012 :

- Les gains de couverture réalisés avant impôt se sont chiffrés à 355 M\$ comparativement à 125 M\$ en 2011.
- La baisse du prix du gaz naturel a amputé les produits des activités ordinaires de 335 M\$.
- Les volumes de production moyens de gaz naturel se sont établis à 1 565 Mpi³/j, en baisse de 299 Mpi³/j, ce qui a entraîné une diminution des produits des activités ordinaires de 129 M\$ imputable essentiellement aux sorties d'actifs au Texas et à l'interruption de la production à Haynesville, facteurs annulés en partie par une campagne de forage fructueuse menée à Piceance.
- Les volumes de production moyens de pétrole et de LGN se sont élevés à 11,3 kb/j, en hausse de 1,8 kb/j, ce qui a entraîné une augmentation des produits des activités ordinaires de 15 M\$.
- Les taxes à la production et impôts miniers ont diminué de 39 M\$, par suite essentiellement du recul du prix du gaz naturel.
- Les frais de transport et de traitement ont diminué de 47 M\$ grâce essentiellement à la réduction des volumes de production de gaz naturel.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2012 et 2011

	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 (\$ le baril)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	1 013 \$	1 731 \$	2,73 \$	4,66 \$	88,44 \$	88,82 \$
Gain de couverture réalisé	657	255	2,16	0,77	-	-
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	33	100	0,06	0,26	7,71	8,71
Transport et traitement	321	367	1,05	1,11	0,14	-
Activités opérationnelles	188	236	0,59	0,68	4,13	-
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	1 128 \$	1 283 \$	3,19 \$	3,38 \$	76,46 \$	80,11 \$

	Semestres clos les 30 juin			
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
	2012	2011	2012	2011
Volumes de production – après redevances	1 672	1 833	10,6	9,2

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 128 M\$, en baisse de 155 M\$ du fait principalement du recul du prix obtenu pour le gaz naturel et de la réduction des volumes de production de gaz naturel, facteurs qui ont été atténués par la hausse des gains réalisés sur les couvertures, la diminution des taxes à la production et impôts miniers, le recul des charges opérationnelles, la baisse des frais de transport et de traitement et l'accroissement des volumes de production de liquides. Pour le semestre clos le 30 juin 2012 :

- Les gains de couverture réalisés avant impôt se sont chiffrés à 657 M\$ comparativement à 255 M\$ en 2011.
- La baisse du prix du gaz naturel a amputé les produits des activités ordinaires de 590 M\$.
- Les volumes de production moyens de gaz naturel se sont établis à 1 672 Mpi³/j, en baisse de 161 Mpi³/j, ce qui a entraîné une diminution des produits des activités ordinaires de 128 M\$ imputable essentiellement aux sorties d'actifs au Texas et à l'interruption de la production à Haynesville, facteurs annulés en partie par une campagne de forage fructueuse menée à Piceance.
- Les volumes de production moyens de pétrole et de LGN se sont élevés à 10,6 kb/j, en hausse de 1,4 kb/j, ce qui a entraîné une augmentation des produits des activités ordinaires de 24 M\$.
- Les taxes à la production et impôts miniers ont diminué de 67 M\$, par suite essentiellement du recul du prix du gaz naturel.
- Les frais de transport et de traitement ont diminué de 46 M\$ grâce essentiellement à la réduction des volumes de production de gaz naturel.
- Les charges opérationnelles ont diminué de 48 M\$ en raison surtout de la baisse des impôts fonciers et des coûts de rémunération à long terme.

Autres charges de la division

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	287 \$	302 \$	617 \$	602 \$
Perte de valeur	1 778	-	1 778	-

Pour le deuxième trimestre de 2012, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a diminué de 15 M\$ par rapport à celle de 2011 en raison principalement de la réduction des volumes de production, qui a été annulée en partie par une augmentation des taux d'épuisement. Au premier semestre de 2012, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a augmenté de 15 M\$ par rapport à celle de 2011 sous l'effet de l'augmentation des taux d'épuisement, qui a été atténuée par la réduction des volumes de production. La hausse des taux d'épuisement est imputable essentiellement à la diminution des réserves prouvées estimées, établies selon les exigences de la SEC, découlant du recul des prix du gaz naturel.

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2012, la division a comptabilisé une perte de valeur de 1 778 M\$, avant impôt, découlant des tests de plafonnement du coût entier hors trésorerie. Cette perte de valeur résulte essentiellement du fléchissement du prix moyen du gaz naturel au cours des 12 derniers mois, qui a entraîné une réduction du volume et de la valeur des réserves prouvées de la division, selon un calcul conforme aux exigences de la SEC.

Les prix moyens des 12 derniers mois utilisés dans les calculs des tests de plafonnement tiennent compte des prix de référence ci-après. Les prix de référence sont ajustés en fonction des écarts de base pour le calcul des données locales comme les prix de référence, les frais et tarifs de transport, le contenu thermique et la qualité.

	Gaz naturel	Liquides
	Henry Hub (\$/Mbtu)	WTI (\$ le baril)
Prix moyen des réserves des 12 derniers mois ¹⁾		
30 juin 2012	3,15	95,67
31 décembre 2011	4,12	96,19
30 juin 2011	4,21	89,86

1) Pour estimer les réserves, les prix ont été maintenus constants pour les exercices futurs.

Optimisation des marchés

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires	97 \$	190 \$	218 \$	369 \$
Charges				
Activités opérationnelles	6	4	16	17
Produits achetés	85	174	190	339
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	3	3	6	6
	3 \$	9 \$	6 \$	7 \$

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 pour ce qui est des engagements de transport, du type de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle. Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont régressé au deuxième trimestre et au premier semestre de 2012 par rapport à 2011 en raison principalement de la baisse des prix des marchandises et de la contraction des volumes nécessaires aux activités d'optimisation.

Activités non sectorielles et autres

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires	(794) \$	36 \$	(717) \$	(115) \$
Charges				
Activités opérationnelles	3	(1)	12	(19)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	20	19	40	38
	(817) \$	18 \$	(769) \$	(134) \$

Les produits des activités ordinaires se composent principalement de gains ou pertes de couverture latents et comptabilisés sur des contrats dérivés financiers sur le gaz naturel qui découlent de la volatilité, d'une période à l'autre, des courbes des prix à terme des marchandises et des variations du solde des contrats non réglés. Les charges opérationnelles tiennent principalement compte des gains ou pertes de couverture latents découlant des contrats financiers dérivés en matière d'énergie de la Société. La dotation aux amortissements et à l'épuisement tient compte de l'amortissement des actifs non sectoriels comme le matériel informatique, le mobilier de bureau et les aménagements des locaux loués.

Autres résultats opérationnels

Charges

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	13 \$	12 \$	27 \$	25 \$
Administration	95	67	197	203
Intérêts	135	124	258	243
(Profit) perte de change, montant net	97	(44)	(5)	(190)
Autres	-	(1)	(2)	(1)
	340 \$	158 \$	475 \$	280 \$

Au deuxième trimestre de 2012, les frais d'administration ont augmenté de 28 M\$ par rapport à 2011, en raison essentiellement du fait que les données comparatives de 2011 comprenaient une reprise des coûts de rémunération à long terme, attribuable aux variations du cours de l'action.

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

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Charge d'impôt sur le résultat exigible	(43) \$	(109) \$	(177) \$	(176) \$
Impôt différé	(1 654)	236	(1 107)	131
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(1 697) \$	127 \$	(1 284) \$	(45) \$

Au premier semestre de 2012 :

- L'économie d'impôt exigible s'est élevée à 177 M\$ contre 176 M\$ en 2011. Les économies d'impôt exigible découlent essentiellement du report sur les exercices antérieurs de pertes fiscales.
- La charge d'impôt totale, soit une économie de 1 284 M\$, a diminué de 1 239 M\$ par rapport à 2011 par suite d'une baisse du résultat net avant impôt.

La charge d'impôt intermédiaire est déterminée au moyen d'un taux d'imposition effectif annuel estimé, qui est appliqué au résultat net avant impôt depuis le début de l'exercice. Le taux d'imposition effectif d'Encana pour le premier semestre de 2012 a été de 47 %, ce qui prend en compte l'avantage fiscal découlant de la transaction de Cutbank Ridge avec Mitsubishi qui a été réalisée au premier trimestre. Encana prévoit une économie d'impôt exigible pour 2012.

Le taux d'imposition effectif annuel estimé dépend des résultats annuels prévisionnels, des avantages fiscaux et des charges fiscales résultant d'éléments comme l'impôt sur les sorties d'actifs et les ajustements aux comptes connexes, les conditions du financement à l'étranger et les portions non imposables des profits et pertes sur cession.

Le taux d'imposition effectif annuel estimé diffère du taux d'imposition prévu par la loi au Canada en raison des écarts permanents, des taux d'imposition des provinces et territoires, des avantages des reports rétrospectifs de pertes et des ajustements apportés aux estimations. Les écarts permanents comprennent principalement l'impôt sur les sorties d'actifs et les ajustements aux comptes connexes, la portion non imposable des profits ou des pertes sur cession, les conditions de financement à l'étranger et l'incidence des modifications apportées aux lois.

Les interprétations, les règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. En conséquence, certaines questions fiscales sont à l'étude. La Société estime que la 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	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités opérationnelles	631 \$	980 \$	1 248 \$	1 637 \$
Activités d'investissement	(995)	(1 249)	643	(2 518)
Activités de financement	(147)	277	(813)	398
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents libellés en monnaies étrangères	(8)	-	(4)	5
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(519) \$	8 \$	1 074 \$	(478) \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	1 874 \$	221 \$	1 874 \$	221 \$

Activités opérationnelles

Au deuxième trimestre de 2012, les flux de trésorerie nets provenant des activités opérationnelles se sont élevés à 631 M\$, en baisse de 349 M\$ par rapport à la période correspondante de 2011. Ce fléchissement fait suite aux variations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport, et à la variation du fonds de roulement hors trésorerie. Pour le deuxième trimestre de 2012, la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie s'est élevée à un montant négatif de 134 M\$ en regard d'un montant négatif de 34 M\$ pour la période correspondante de 2011.

Au premier semestre de 2012, les flux de trésorerie nets provenant des activités opérationnelles se sont élevés à 1 248 M\$, en baisse de 389 M\$ par rapport à la période correspondante de 2011. Ce fléchissement fait suite aux variations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport, et à la variation du fonds de roulement hors trésorerie. Pour le premier semestre clos le 30 juin 2012, la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie s'est élevée à un montant négatif de 509 M\$ en regard d'un montant négatif de 311 M\$ pour la période correspondante de 2011.

Au 30 juin 2012, la Société affichait un fonds de roulement positif de 2 706 M\$ contre un fonds de roulement positif de 881 M\$ au 31 décembre 2011. L'augmentation du fonds de roulement résulte essentiellement d'une hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, d'une augmentation de l'impôt sur le résultat à recouvrer et d'une baisse de la tranche courante de la dette à long terme, facteurs annulés en partie par une réduction de l'actif net de gestion des risques. Au 30 juin 2012, la trésorerie et les équivalents de trésorerie sous la forme de fonds de roulement s'élevaient à 1 874 M\$ en regard de 800 M\$ au 31 décembre 2011. Encana s'attend à continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

Le premier semestre de 2012 s'est soldé par des flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement de 643 M\$, alors que la période correspondante de 2011 s'était soldée par des flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement de 2 518 M\$. Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement sont essentiellement attribuables à la hausse du produit des sorties d'actifs et à la baisse des dépenses d'investissement. Les raisons à l'origine de ces modifications sont exposées plus en détail à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport.

Au premier semestre de 2012, les flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement tenaient compte en outre d'une réserve de liquidités de 405 M\$ qui a été libérée. Les réserves de liquidités comprennent des montants reçus de contreparties relativement à des actifs faisant l'objet d'un contrôle commun et des montants entiercés en vue d'un échange éventuel en nature admissible aux fins de l'impôt aux États-Unis.

Activités de financement

Dettes à long terme

Au 30 juin 2012, la dette à long terme d'Encana, exclusion faite de la tranche courante, s'établissait à 7 657 M\$ contre 7 658 M\$ au 31 décembre 2011. Au 30 juin 2012, la tranche courante de la dette à long terme était de néant comparativement à 492 M\$ au 31 décembre 2011. La tranche courante de la dette à long terme a diminué à la suite du remboursement de billets de 500 M\$ CA à 4,30 % de la Société échus le 12 mars 2012. Il n'y avait aucun encours aux termes des facilités de crédit renouvelable ou de papier commercial au 30 juin 2012 et au 31 décembre 2011.

Facilités de crédit et prospectus préalables

Encana dispose de deux facilités de crédit bancaire renouvelable consenties et a déposé deux prospectus préalables, l'un en dollars canadiens et l'autre en dollars américains.

Au 30 juin 2012, Encana disposait de facilités de crédit bancaire renouvelable consenties non utilisées de 4,9 G\$.

- Encana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 4,0 G\$ CA (3,9 G\$) qui reste disponible jusqu'en octobre 2015 et dont une tranche de 4,0 G\$ CA (3,9 G\$) demeure inutilisée.
- Une des filiales américaines d'Encana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 1,0 G\$ qui demeure disponible jusqu'en octobre 2015 et dont une tranche de 999 M\$ demeure inutilisée.

Au 30 juin 2012, la capacité inutilisée dont Encana disposait aux termes de ses prospectus préalables s'élevait à 6,0 G\$.

- Encana a déposé un prospectus préalable en vertu duquel elle peut émettre des titres d'emprunt au Canada totalisant 2,0 G\$ CA (2,0 G\$) ou l'équivalent en monnaies étrangères. Au 30 juin 2012, le montant permis aux termes de ce prospectus était inutilisé, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en juin 2013.
- Le 15 mai 2012, Encana a renouvelé un prospectus préalable qui l'autorise à émettre des titres d'emprunt aux États-Unis totalisant 4,0 G\$ ou l'équivalent en monnaies étrangères. Au 30 juin 2012, le montant permis aux termes de ce prospectus était inutilisé, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en juin 2014.

À l'heure actuelle, Encana se conforme à l'ensemble des clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées aux termes de ses facilités de crédit et elle entend continuer de s'y conformer. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés à titre d'indication lui permettant de vérifier qu'elle respecte la clause restrictive de nature financière d'Encana aux termes de ses conventions de facilité de crédit qui impose que le ratio dette/capitaux permanents ajustés soit inférieur à 60 %. Les définitions utilisées dans la clause restrictive stipulée dans les facilités de crédit imposent que les capitaux permanents soient ajustés pour tenir compte des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier passés comptabilisés au 31 décembre 2011. Le ratio dette/capitaux permanents ajustés s'établissait à 34 % au 30 juin 2012 et à 33 % au 31 décembre 2011.

Dividendes

Encana verse un dividende trimestriel aux actionnaires au gré du conseil d'administration. Au deuxième trimestre de 2012, les versements de dividendes ont totalisé 147 M\$ ou 0,20 \$ par action (147 M\$ ou 0,20 \$ par action en 2011). Pour le semestre clos le 30 juin 2012, les versements de dividendes ont totalisé 294 M\$ ou 0,40 \$ par action (294 M\$ ou 0,40 \$ par action en 2011).

Données relatives aux actions en circulation

Au 30 juin 2012 et au 23 juillet 2012, le nombre d'actions ordinaires d'Encana en circulation s'élevait à 736,3 millions (736,3 millions au 31 décembre 2011).

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 de la structure du capital, la Société vise divers objectifs : maintenir la souplesse financière nécessaire pour préserver son accès aux marchés financiers et sa capacité de répondre à ses obligations financières et de financer sa croissance générée en interne, en plus des acquisitions potentielles. Encana a pour pratique depuis longtemps de gérer son capital avec discipline et d'apporter des ajustements en fonction des conditions du marché afin de maintenir une souplesse financière tout en atteignant les objectifs de la Société.

Dans le cadre de la gestion de sa structure financière, la Société 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 de l'activité, émettre de nouvelles actions, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser la dette existante. Pour la gestion de sa structure financière, la Société surveille plusieurs ratios financiers non conformes aux PCGR en tant qu'indice de sa santé financière générale. Les mesures financières actuellement surveillées par la Société sont présentées ci-après.

	30 juin 2012	31 décembre 2011
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette ¹⁾	1,8 x	1,8 x
Ratio dette/BAIIA ajusté ¹⁾	1,9 x	1,9 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés ¹⁾	34 %	33 %

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

Engagements et éventualités

Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la Société au 30 juin 2012.

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus					Par la suite	Total
	2012	2013	2014	2015	2016		
Transport et traitement	430 \$	876 \$	922 \$	922 \$	818 \$	5 552 \$	9 520 \$
Forage et services aux champs pétroliers	300	198	118	85	54	71	826
Contrats de location simple	28	50	47	43	37	102	307
Engagements relatifs à des dépenses d'investissement	85	34	7	7	8	80	221
Engagements	843 \$	1 158 \$	1 094 \$	1 057 \$	917 \$	5 805 \$	10 874 \$

Outre les engagements précités, Encana a pris des engagements concernant son programme de gestion des risques et l'obligation de la Société de financer son régime de retraite à prestations définies et ses autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Des renseignements supplémentaires sur le programme de gestion des risques de la Société sont fournis à la note 15 des états financiers consolidés intermédiaires résumés. La Société compte financer ses obligations contractuelles en 2012 à partir de ses flux de trésorerie.

Les obligations contractuelles découlant de la dette à long terme, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, du projet de l'immeuble The Bow et des installations de production de Deep Panuke sont comptabilisées dans l'état de la situation financière de la Société. Des renseignements supplémentaires sont fournis dans les états financiers consolidés intermédiaires résumés.

Éventualités

La Société est partie à diverses actions en justice dans le cours normal 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 l'issue défavorable. Les charges à payer en raison de litiges et de réclamations sont constatées si la Société juge que la perte est probable et que le montant peut être estimé raisonnablement. La Société estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard.

Enquête en cours

Le 25 juin 2012, Encana a annoncé qu'elle était au courant de l'article de Reuters concernant un bail immobilier conclu dans le Michigan en 2010. Conformément aux politiques d'Encana, une enquête sur cette question a immédiatement été entreprise et est toujours en cours. L'enquête est menée sous la supervision de David P. O'Brien, président du conseil d'administration d'Encana. Encana se conforme à toutes les lois avec le plus grand sérieux et s'engage à conduire toutes ses activités de manière éthique.

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 exposés aux risques suivants :

- 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 sont susceptibles de l'entacher, sont généralement de nature stratégique ou portent sur des problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement, puis gérés, mais qui, parfois, peuvent poser des problèmes imprévus en survenant de façon inattendue et qui doivent être réglés d'urgence. Encana adopte une attitude proactive pour repérer et 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 faible coût, et qui permet à la Société de bien résister à l'incertitude des marchés. La direction a adapté 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 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 :

- le 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 en partie 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.

Pour réduire en partie le risque lié aux prix des marchandises, la Société peut conclure des opérations qui établissent un prix plancher et un prix plafond. Pour se protéger contre la variation des écarts de prix entre les régions, Encana conclut des opérations qui visent à gérer l'écart de prix entre ses régions productrices et différents points de vente. Des renseignements supplémentaires, notamment le détail des instruments financiers détenus par Encana en date du 30 juin 2012, figurent à la note 15 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.

La Société 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 un large éventail de sources de financement à des taux concurrentiels, que ce soit au moyen du papier commercial, des facilités de crédit bancaire renouvelable consenties et des marchés des titres 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 aussi son risque de liquidité en gérant sa structure financière. Pour gérer sa structure financière, la Société 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 de l'activité, émettre de nouvelles actions, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser la dette existante.

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 d'évaluer les réserves et les ressources est exposée à des risques financiers, y compris les prix des marchandises dont il a été fait mention, le maintien de la demande de ses produits et d'autres facteurs de risque qui échappent à son contrôle, tels le contexte général des affaires et les conditions des marchés, les récessions et les perturbations des marchés des capitaux, l'état général des marchés financiers, 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 pour remplir ses engagements, les questions législatives, environnementales et réglementaires, les augmentations de coûts imprévues, les redevances, les impôts, 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 présence 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 dépendant donc grandement de l'exploitation fructueuse des réserves et des ressources actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves et de ressources supplémentaires. Pour atténuer ces risques, dans le cadre de son processus d'approbation des

investissements, les projets de la Société sont évalués en fonction des tous les risques, y compris le risque géologique et 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 liés aux activités opérationnelles 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 liés aux activités opérationnelles 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 risques 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 courantes 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 un coût de conformité.

Une analyse poussée de la gestion des risques par Encana est présentée dans le rapport de gestion de la Société conforme aux PCGR des États-Unis pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Méthodes comptables et estimations

Estimations comptables cruciales

La direction est tenue, pour l'application de ses méthodes et pratiques comptables, de poser des jugements et des hypothèses et de faire des estimations qui ont une incidence importante sur les résultats financiers de la Société. Un résumé des principales méthodes comptables utilisées par Encana est présenté à la note 1 annexe aux états financiers consolidés conformes aux PCGR des États-Unis pour l'exercice clos le 31 décembre 2012. Les paragraphes qui suivent décrivent les méthodes et pratiques comptables qui jouent un rôle déterminant dans l'établissement des résultats financiers d'Encana.

Actifs et réserves en amont

Encana suit les règles de la comptabilisation du coût entier selon les PCGR des États-Unis pour les activités liées au gaz naturel, au pétrole et aux LGN. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur le résultat net, puisqu'elles constituent un élément essentiel des calculs de l'épuisement et de la perte de

valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier. Une révision à la baisse des estimations des réserves peut accroître les charges d'épuisement ainsi qu'entraîner une perte de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier. La perte de valeur découlant d'un test de plafonnement du coût entier est comptabilisée en résultat net lorsque la valeur comptable du centre de coûts d'un pays dépasse le plafonnement de ce centre. La valeur comptable d'un centre de coûts inclut les coûts incorporés des biens pétroliers et gaziers prouvés, déduction faite du cumul de l'épuisement et des impôts différés connexes. Le plafonnement du centre de coûts correspond au total des flux de trésorerie nets futurs estimés, après impôt, attendus des réserves prouvées, selon un calcul conforme aux exigences de la SEC, en fonction d'un prix moyen établi sur les 12 derniers mois et des coûts de mise en valeur et de production futurs non actualisés, actualisés à 10 %, majorés des coûts des biens non prouvés. Le prix moyen établi sur les 12 derniers mois correspond à la moyenne des prix du premier de chaque mois sur une période de 12 mois. L'excédent de la valeur comptable sur le plafonnement calculé est constaté comme une perte de valeur dans le résultat net. En 2011 et en 2012, Encana a comptabilisé des pertes de valeur découlant de tests de plafonnement du coût entier, pertes qui sont exposées plus en détail à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

Chaque année, toutes les réserves et ressources de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana sont évaluées par des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves qui soumettent un rapport à cet égard. L'estimation des réserves est une démarche subjective. Les estimations sont basées sur des données techniques, des taux de production futurs projetés et le calendrier des dépenses futures, facteurs qui font tous l'objet de nombreuses incertitudes et de diverses interprétations. Les estimations des réserves pourront être révisées à la hausse ou à la baisse selon les résultats des forages futurs, les essais, les niveaux de production et les possibilités économiques de récupération.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La juste valeur des obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations est constatée à l'état consolidé de la situation financière lorsqu'elles sont engagées et qu'il est possible d'en établir une estimation raisonnable de la juste valeur. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont des obligations juridiques en vertu desquelles la Société sera tenue de mettre hors service des immobilisations corporelles à long terme, telles que des sites de puits en production, des plates-formes de production en mer et des installations de traitement du gaz naturel. Le coût de mise hors service des immobilisations, qui est égal à la juste valeur calculée initialement de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, est incorporé au coût de l'actif à long terme connexe. Les variations des obligations estimées découlant de révisions de l'échéancier prévu ou du montant des flux de trésorerie non actualisés sont comptabilisées à titre de variation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des coûts connexes de mise hors service d'immobilisations.

L'obligation de mise hors service d'immobilisations est estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs du règlement. Les flux de trésorerie actualisés reposent sur des estimations de facteurs tels que la vie de la réserve, les coûts de mise hors service, le calendrier de règlement, les taux sans risque ajustés en fonction de la qualité du crédit et les taux d'inflation futurs. Ces estimations auront une incidence sur le résultat net par la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, en plus de l'épuisement du coût de mise hors service d'immobilisations inclus dans les immobilisations corporelles. Les frais qui sont réellement engagés sont portés en diminution du cumul des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Goodwill

Au moins une fois l'an, le goodwill, qui représente l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur de l'actif net acquis, est soumis à un test de dépréciation au 31 décembre. Le goodwill et tous les autres actifs et passifs sont attribués aux unités d'exploitation, qui correspondent aux centres de coûts par pays d'Encana. Pour évaluer la perte de valeur, la valeur comptable de chaque unité d'exploitation est établie et comparée à la juste valeur de l'unité d'exploitation. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à la juste valeur, la valeur du goodwill est alors réduite à sa juste valeur implicite. La juste valeur implicite du goodwill est établie en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de l'unité d'exploitation. L'excédent de la valeur comptable du goodwill sur la juste valeur implicite du goodwill est constaté comme une perte de valeur et imputé au résultat net. L'évaluation ultérieure du goodwill est faite au coût diminué du cumul des pertes de valeur, le cas échéant.

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

Impôt sur le résultat

Encana utilise la méthode du report variable pour comptabiliser son impôt sur le résultat. Selon cette méthode, la Société constate l'impôt différé au titre de l'incidence de toute différence temporelle entre la valeur comptable et la base fiscale d'un actif ou d'un passif, d'après les taux d'imposition pratiquement en vigueur et les lois qui sont censées s'appliquer à la réalisation des actifs et au règlement des passifs. L'impôt sur le résultat exigible est évalué au montant que l'on s'attend à recouvrer des administrations fiscales ou à payer à celles-ci en fonction des taux d'impôt et des lois adoptés à la fin de la période de présentation de l'information financière. L'incidence d'un changement dans les taux d'impôt ou les lois adoptés est comptabilisée en résultat net de la période au cours de laquelle un tel changement entre en vigueur.

La valeur d'un actif d'impôt différé est initialement constatée et une dépréciation correspondante est comptabilisée dans la mesure où il cesse d'être plus probable qu'improbable qu'un résultat imposable suffisant sera disponible pour permettre de recouvrer cet actif en totalité ou en partie. Encana évalue périodiquement les actifs d'impôts différés afin de s'assurer qu'ils sont réalisables.

La charge d'impôt intermédiaire est déterminée au moyen d'un taux d'imposition effectif annuel estimé, qui est appliqué au résultat net avant impôt depuis le début de l'exercice. Le taux d'imposition effectif annuel estimé dépend des résultats annuels prévisionnels, des avantages fiscaux et des charges fiscales résultant d'éléments comme l'impôt sur les sorties d'actifs et les ajustements aux comptes connexes, les conditions du financement à l'étranger et les portions non imposables des gains ou pertes en capital.

Encana constate l'incidence sur les états financiers d'une position fiscale lorsqu'il est plus probable qu'improbable que cette position résistera à l'examen de l'administration fiscale en raison de son mérite sur le plan technique. Une position fiscale comptabilisée est évaluée initialement et ultérieurement au montant le plus élevé de l'avantage fiscal dont la probabilité de réalisation, lors du règlement avec l'administration fiscale, est supérieure à 50 %. Les passifs liés aux avantages fiscaux non constatés et dont le règlement n'est pas prévu au cours des 12 prochains mois sont inclus dans les autres passifs et provisions.

Les interprétations, les règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. Par conséquent, l'impôt sur le résultat est soumis à l'incertitude relative à la mesure et les interprétations peuvent avoir une incidence sur le résultat net par l'entremise de la charge d'impôt découlant de la variation des actifs ou des passifs d'impôt différé.

Instruments financiers dérivés

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

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant portées au résultat net. Les justes valeurs constatées à l'état consolidé de la situation financière témoignent de la compensation entre les positions sur l'actif et le passif lorsque les accords généraux de compensation de contrepartie comportent des dispositions de règlement au montant net. Les profits et pertes réalisés découlant de dérivés financiers portant sur le prix du gaz naturel et du pétrole sont comptabilisés dans les produits des activités ordinaires au règlement des contrats. Les profits et pertes réalisés découlant de dérivés financiers portant sur les prix de l'énergie sont comptabilisés dans les charges opérationnelles au règlement des contrats sur l'énergie. Les profits et pertes latents sont comptabilisés en conséquence dans les produits des activités ordinaires et les charges opérationnelles à la fin de chaque période de présentation de l'information financière en fonction des variations de la juste valeur des contrats.

L'estimation de la juste valeur de tous les instruments dérivés est basée sur des prix cotés sur les marchés ou, en l'absence de tels prix, sur des indications et des prévisions des marchés provenant de tiers. La juste valeur estimative des actifs financiers et des passifs financiers est soumise à l'incertitude relative à la mesure.

Prises de position publiées récemment

Le 1^{er} janvier 2012, Encana a adopté les normes et mises à jour suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). L'incidence de ces normes et mises à jour sur les états financiers consolidés intermédiaires résumés de la Société n'a pas été importante :

- L'Accounting Standards Update 2011-04, *Amendments to Achieve Common Fair Value Measurement and Disclosure Requirements in U.S. GAAP and IFRS*, clarifie et modifie les exigences actuelles d'évaluation et de présentation de la juste valeur. Ces modifications ont été appliquées prospectivement et n'ont pas d'incidence importante sur l'évaluation et la présentation de la juste valeur de la Société.
- L'Accounting Standards Update 2011-05, *Presentation of Comprehensive Income*, exige que le résultat net et le résultat global soient présentés dans un état unique ou dans deux états séparés mais consécutifs. Comme Encana présente son résultat net et son résultat global dans deux états consécutifs distincts, cette modification n'a pas eu d'incidence sur la présentation des états financiers de la Société. L'Accounting Standards Update 2011-12, *Deferral of the Effective Date for Amendments to the Presentation of Reclassifications of Items Out of Accumulated Other Comprehensive Income in Accounting Standards Update 2011-05*, reporte la date d'entrée en vigueur de certaines exigences de présentation s'appliquant aux éléments reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net.
- L'Accounting Standards Update 2011-08, *Intangibles – Goodwill and Other*, permet une évaluation initiale des facteurs qualitatifs pour déterminer si le test de dépréciation du goodwill en deux étapes est nécessaire comme il est indiqué dans l'Accounting Standards Codification Topic 350, *Intangible – Goodwill and Other*. Les modifications ont été appliquées prospectivement.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures utilisées dans le présent document n'ont pas de définition normalisée 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. L'industrie du pétrole et du gaz et Encana utilisent en général 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, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/BAIIA ajusté et le ratio dette/capitaux permanents ajustés. Les mesures employées par la direction sont examinées plus à fond ci-après.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie constituent une mesure non conforme aux PCGR généralement utilisée dans le secteur du pétrole et du gaz et par Encana pour aider la direction et les investisseurs à évaluer la capacité de la Société à financer ses programmes d'immobilisations et à remplir ses obligations financières. Les flux de trésorerie s'entendent de la trésorerie liée aux activités opérationnelles, compte non tenu de la variation nette des autres éléments d'actif et de passif, de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et des impôts à payer à la vente d'actifs.

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin		2012		2011				2010	
	2012	2011	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 248 \$	1 637 \$	631 \$	617 \$	1 005 \$	1 285 \$	980 \$	657 \$	901 \$	1 298 \$
(Ajouter) déduire :										
Variation nette des autres actifs et passifs	(46)	(104)	(26)	(20)	(30)	(26)	(75)	(29)	(27)	(16)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	(509)	(311)	(134)	(375)	166	130	(34)	(277)	11	182
Impôts à payer à la vente d'actifs	(12)	-	(3)	(9)	(114)	-	-	-	-	-
Flux de trésorerie	1 815 \$	2 052 \$	794 \$	1 021 \$	983 \$	1 181 \$	1 089 \$	963 \$	917 \$	1 132 \$

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste le résultat net en fonction d'éléments hors exploitation qui, selon la direction, réduisent la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la Société d'une période à l'autre. L'industrie 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 gains ou pertes de couverture latents, les pertes de valeur, les profits ou pertes de change, les impôts sur les sorties d'actifs et les ajustements nécessaires à la normalisation de l'incidence des impôts sur le résultat calculés au moyen du taux d'imposition effectif annuel estimé.

En parallèle avec l'adoption des PCGR des États-Unis, la société a mis à jour sa définition du résultat opérationnel trimestriel afin de calculer les impôts sur le résultat en fonction des résultats trimestriels distincts sans tenir compte des impôts sur le résultat liés aux sorties d'actifs. Le taux d'imposition effectif annuel estimatif est touché de façon significative par des éléments comme les impôts sur les sorties d'actifs et les ajustements aux comptes connexes, le financement international et les tranches non imposables des gains ou pertes en capital. L'écart entre l'approche distincte et l'approche fondée sur le taux d'imposition effectif annuel estimatif est présenté ci-après sous forme d'ajustement du taux d'imposition effectif annuel estimatif. Les chiffres trimestriels correspondants de 2011 et de 2010 ont fait l'objet d'un retraitement qui n'a eu aucune incidence sur le résultat opérationnel de l'exercice.

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin		2012		2011				2010	
	2012	2011	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Résultat net	(1 470) \$	22 \$	(1 482) \$	12 \$	(476) \$	459 \$	383 \$	(361) \$	131 \$	763 \$
(Ajout) déduction après impôts :										
Gain (perte) de couverture latent(e)	(502)	(70)	(547)	45	397	273	18	(88)	(269)	331
Pertes de valeur	(1 695)	(582)	(1 695)	-	(1 105)	-	-	(582)	-	-
Profit (perte) de change non opérationnel	(4)	144	(90)	86	82	(325)	44	100	159	140
Ajustements au moyen du taux d'imposition effectif annuel estimé	293	(40)	652	(359)	(82)	122	(31)	(9)	(1)	(38)
Résultat opérationnel	438 \$	570 \$	198 \$	240 \$	232 \$	389 \$	352 \$	218 \$	242 \$	330 \$

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 suivie par la direction à titre d'indice de la santé financière générale de la Société. Il s'entend des flux de trésorerie des 12 derniers mois, compte non tenu des charges d'intérêts après impôt.

(en millions de dollars)	30 juin 2012	31 décembre 2011
Dette	7 657 \$	8 150 \$
Flux de trésorerie	3 979	4 216
Charge d'intérêts, après impôts	358	344
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	4 337 \$	4 560 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1,8 x	1,8 x

Ratio dette/BAIIA ajusté

Le ratio dette/BAIIA ajusté, mesure non conforme aux PCGR, est suivi par la direction à titre d'indice de la santé financière générale de la Société. Le BAIIA ajusté des 12 derniers mois, mesure non conforme aux PCGR, 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 et les gains et pertes de couverture latents et autres charges.

(en millions de dollars)	30 juin 2012	31 décembre 2011
Dette	7 657 \$	8 150 \$
Résultat net	(1 487)	5
Ajouter (déduire) :		
Intérêts	483	468
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(1 222)	17
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	2 208	2 282
Pertes de valeur	3 999	2 249
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	52	50
(Profit) perte de change, montant net	318	133
(Profit) perte latent(e) sur la gestion des risques	(251)	(879)
Autres	20	21
BAIIA ajusté	4 120 \$	4 346 \$
Ratio dette/BAIIA ajusté	1,9 x	1,9 x

Ratio dette/capitaux permanents ajustés

Le ratio dette/capitaux permanents ajustés, mesure non conforme aux PCGR, suppose l'ajustement des capitaux permanents pour prendre en compte les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier passés comptabilisées au 31 décembre 2011. La direction surveille ce ratio à titre d'indication lui permettant de vérifier qu'elle respecte la clause restrictive de nature financière d'Encana aux termes de ses conventions de facilité de crédit qui impose que le ratio dette/capitaux permanents ajustés soit inférieur à 60 %. Les capitaux permanents ajustés comprennent la dette, les capitaux propres et un ajustement des capitaux propres pour prendre en compte les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier comptabilisées au 31 décembre 2011.

(en millions de dollars)	30 juin 2012	31 décembre 2011
Dette	7 657 \$	8 150 \$
Capitaux propres	6 837	8 578
Ajustement des capitaux propres pour prendre en compte les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011	7 746	7 746
Capitaux permanents ajustés	22 240 \$	24 474 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	34 %	33 %

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 règles refuges des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter », « objectif », « stratégie », ou des termes analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision. Les énoncés prospectifs du présent document comprennent notamment des déclarations sur : la réalisation des objectifs de la Société, à savoir accroître son portefeuille de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN, préserver sa solidité financière, optimiser ses dépenses d'investissement et continuer à verser un dividende stable; la stratégie à long terme qui consiste à concrétiser sans tarder la valeur des actifs; la réalisation d'efficacités sur le plan de l'exploitation, la réduction des structures de coûts et le succès du modèle de plaque tournante de zones de ressources; le maintien de dépenses d'investissement suffisantes pour assurer la croissance de la capacité de production à long terme tout en composant avec l'incertitude du marché à court terme; les dépenses d'investissement prévues pour 2012, qui s'établissent à 3,5 G\$, y compris des dépenses additionnelles de 600 M\$ financées à même la trésorerie afin d'accroître la contribution des liquides aux flux de trésorerie en 2013; la constitution d'un portefeuille de production et de flux de trésorerie plus diversifié; les attentes en matière de produit tiré des sorties d'actifs prévues et des opérations en coentreprise afin d'accroître la souplesse financière; la réduction prévue du programme des dépenses d'investissement pour les zones de gaz naturel les plus sèches tout en consacrant une partie croissante des investissements à diverses possibilités de prospection et de mise en valeur des zones riches en pétrole et en liquides; les projets d'interrompre la production de gaz naturel de puits existants en 2012; la capacité d'étendre les marchés du gaz naturel en Amérique du Nord et d'assurer la mise en valeur éventuelle du terminal d'exportation de gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique; le montant des investissements additionnels et de l'engagement de financement attendus des coentreprises de la Société; les projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2012 (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 charges opérationnelles et à la sensibilité estimative en 2012 des flux de trésorerie et du résultat opérationnel); les estimations des réserves et des ressources; la possibilité d'opérations en coentreprise et les investissements de tiers et que ces opérations et investissements puissent réduire les dépenses d'investissement et accroître les rendements des projets; les projections quant à la suffisance de la provision pour les impôts et les actions en justice; la souplesse des budgets d'immobilisations prévus et des sources de financement sur lesquelles ils reposent; les avantages du programme de gestion des risques de la Société, y compris l'incidence du recours à des instruments financiers dérivés; les projections quant à l'accès de la Société à des équivalents de trésorerie et à un large éventail de sources de financement à des taux concurrentiels; la capacité de la Société de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs et de se conformer à toutes les clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées aux termes de ses conventions de facilité de crédit; les attentes de la Société en matière de financement des engagements de 2012 à même les flux de trésorerie; l'effet des politiques, systèmes et processus d'atténuation des risques et du programme d'assurances de la Société; les attentes de la Société à l'égard des ratios dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, dette/BAIIA ajusté et dette/capitaux permanents ajustés; l'incidence prévue et le calendrier de diverses prises de position comptables, des modifications des règles et des normes applicables sur la Société et ses états financiers.

Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus et 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 pour des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces hypothèses, risques et incertitudes comprennent notamment : la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides, y compris leur baisse marquée et prolongée et son incidence défavorable sur les activités opérationnelles et la situation

financière de la Société et la valeur et la quantité de ses réserves et les hypothèses à leur égard; 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 (y compris les dépenses d'investissement de tiers, les accords d'affermage ou les partenariats, désignés de temps en temps par Encana comme « partenariats » ou « coentreprises », quelle qu'en soit la forme juridique) parce que diverses conditions n'auront pas été satisfaites; l'offre et la demande de produits; la concurrence; 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 des autres zones qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées, probables ou possibles ou les ressources éventuelles économiques, y compris les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs; les marges dégagées des activités de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil de l'aménagement de nouvelles installations; les hausses de coûts imprévues ou les difficultés techniques survenant dans la construction ou la modification d'installations de traitement; les risques liés à la technologie; la capacité de la Société d'acquérir des réserves ou d'en trouver de nouvelles; 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 toutes ses propriétés 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 dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures; la capacité de la Société de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la Société d'assurer convenablement le transport de ses produits; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le régime de redevances, les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le dioxyde de 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 lié aux écarts dans les prix de référence; le risque découlant de l'incapacité de la Société de conclure des couvertures avantageuses pour protéger son programme de dépenses d'investissement; d'autres risques et incertitudes décrits 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. Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent document étaient à jour en date de la rédaction de ce dernier et, sauf si la loi l'exige, Encana ne s'engage pas à les mettre à jour ni 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 Encana en 2012 sont fondés, entre autres, sur une production moyenne pour 2012 de 3,0 Gpi³/j de gaz naturel et de 30 000 barils de liquides par jour, des prix des marchandises de 3,25 \$ le kpi³ (NYMEX) pour le gaz naturel et les liquides et de 95 \$ le baril de WTI pour le pétrole, un taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain estimatif de 1,00 \$ ainsi qu'un nombre moyen d'actions en circulation d'Encana d'environ 736 millions. Les énoncés prospectifs relatifs aux flux de trésorerie prévus pour Encana en 2013 sont fondés sur une production moyenne pour 2013 de 2,9 Gpi³/j à 3,1 Gpi³/j de gaz naturel et de 60 000 à 70 000 barils de liquides par jour, des prix des marchandises de 3,50 \$ le kpi³ (NYMEX) pour le gaz naturel et les liquides et de 90 \$ le baril de WTI, un taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain estimatif de 1,00 \$ ainsi qu'un nombre moyen d'actions en circulation d'Encana d'environ 736 millions.

Les hypothèses relatives aux énoncés prospectifs englobent généralement les attentes et les projections formulées en accord avec les résultats passés d'Encana et sa perception des tendances historiques, notamment en ce qui a trait à la conversion des ressources en réserves et en production, ainsi que des 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 des circonstances qui sont survenus dans la période visée par le présent rapport de gestion et qui pourraient raisonnablement faire en sorte que les résultats réels s'écartent sensiblement des principaux éléments présentés dans les énoncés prospectifs pour une période qui n'est pas

encore achevée et qu'Encana a déjà publiés, ainsi que les différences prévues qui pourraient en résulter. Ces renseignements figurent dans le communiqué d'Encana daté du 25 juillet 2012 qui 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. Avant 2011, Encana se prévalait d'une dispense au Règlement 51-101 accordée par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, dispense qui l'autorisait à fournir les données relatives aux réserves et autres informations sur le pétrole et le gaz selon les normes de communication de l'information des autorités de réglementation des États-Unis. Après l'expiration de cette dispense, Encana a fourni et continue de fournir dans sa notice annuelle des informations conformes aux obligations de communication d'information annuelle aux termes du Règlement 51-101. L'information conforme au protocole canadien figure à l'annexe A et à la rubrique « Description de l'activité » de la notice annuelle. Encana a obtenu une dispense datée du 4 janvier 2011 à l'égard de certaines obligations aux termes du Règlement 51-101, laquelle dispense l'autorise à fournir certains renseignements conformes aux obligations des États-Unis en sus des données conformes au protocole canadien. Les données conformes au protocole américain et aux PCGR des États-Unis de la Société sont présentées à la note 24 (non audité) annexe aux états financiers consolidés conformes aux PCGR des États-Unis de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

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

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

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de pétrole et de LGN ont été convertis en pieds cubes équivalents (« pi³e »), à raison de 6 000 pieds cubes (« kpi³ ») par baril. Les unités pi³e peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont prises isolément. Le ratio de conversion de six kpi par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représentent pas une équivalence valable à la tête du puits.

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

Zone 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 plus faible sur le plan géologique ou commercial et une diminution moyenne du rendement plus faible.

Devises et renvois à Encana

Toute l'information contenue dans le présent rapport de gestion 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. La monnaie fonctionnelle d'Encana est le dollar canadien. Toutefois, la Société a adopté le dollar américain comme monnaie de présentation pour faciliter une comparaison plus directe avec d'autres sociétés pétrolières et gazières nord-américaines. Tout le produit des sorties d'actifs est donné 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, disponibles sur SEDAR à www.sedar.com, sur EDGAR à www.sec.gov et sur le site Web de la Société, à l'adresse www.encana.com.