



## **Encana Corporation**

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

Exercice clos le 31 décembre 2012

(Établi en dollars US)

# Rapport de gestion

*Le présent rapport de gestion d'Encana Corporation (« Encana » ou la « Société ») doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2012 (les « états financiers consolidés ») ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2011 établis conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »).*

*Les états financiers consolidés et les données comparatives ont été préparés conformément aux PCGR des États-Unis et sont présentés en dollars américains (« US »), sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont présentés dans une autre monnaie. Les volumes de production sont présentés déduction faite des redevances, conformément aux normes de présentation américaines pour le secteur du pétrole et du gaz ainsi qu'à l'information que fournissent les sociétés pétrolières et gazières des États-Unis. Le terme « liquides » désigne le pétrole, les liquides de gaz naturel (« LGN ») et les condensats. Le terme « riche en liquides » est employé pour représenter les flux de gaz naturel associés aux volumes de liquides connexes. Le présent document est en date du 21 février 2013.*

*Certaines mesures utilisées dans le présent document n'ont pas de sens normalisé selon les PCGR des États-Unis et sont, par conséquent, considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. Le secteur du pétrole et du gaz ainsi qu'Encana utilisent couramment des mesures non conformes aux PCGR pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des renseignements supplémentaires concernant la liquidité de la Société et sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. Les mesures non conformes aux PCGR comprennent les flux de trésorerie, le résultat opérationnel, les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents, le ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), le ratio dette/BAIIA ajusté et le ratio dette/capitaux permanents ajustés. Des renseignements supplémentaires figurent à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion, dont des rapprochements des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie ainsi que du résultat net et du résultat opérationnel.*

**Les lecteurs devraient également prendre connaissance de la rubrique « Mise en garde » à la fin du présent document, laquelle renferme 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 et ses activités visent à enrichir son portefeuille déjà fort imposant de zones de ressources de gaz naturel, de pétrole et de LGN productives et hautement diversifiées. Encana maintient le cap sur ses principaux objectifs commerciaux, à savoir préserver sa solidité financière, optimiser ses dépenses d'investissement dans 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 faibles coûts.

La stratégie à long terme que la Société a adoptée afin de concrétiser plus rapidement 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 en Amérique du Nord. Encana est reconnue pour faire œuvre de pionnier dans la mise en valeur de zones d'intérêt et pour tirer parti de la technologie afin d'exploiter ces ressources et de se constituer une capacité de production sous-jacente à faibles coûts. La Société veille également à promouvoir l'utilisation du gaz naturel en Amérique du Nord aux fins de la production d'électricité, du transport et des applications industrielles.

Encana s'efforce continuellement d'accroître son efficacité opérationnelle, de favoriser l'innovation technologique et de réduire ses structures de coûts, tout en diminuant son empreinte environnementale grâce à l'optimisation des zones de ressources. Son modèle de centre névralgique des zones de ressources, modèle qui met en jeu des installations de production hautement intégrées, permet la mise en valeur des ressources par le forage de puits multiples à partir de plates-formes d'exploitation centrales. Les activités reproductibles se prêtent bien à des réductions de coûts constantes grâce à l'optimisation du matériel et des processus que permet l'application de techniques d'amélioration continue.

En ce qui concerne ses dépenses d'investissement, la stratégie d'Encana vise à accroître sa capacité de production à long terme et à diversifier davantage son portefeuille sur le plan de la production et des flux de trésorerie. Compte tenu du niveau actuel des prix, la Société prévoit continuer de concentrer ses dépenses d'investissement dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides, réduire au minimum les sommes investies dans des zones renfermant du gaz naturel sec et attirer les investissements de tiers. Ces derniers investissements permettent d'accélérer la mise en valeur des réserves et ressources de la Société, témoignent de la qualité de ses actifs et lui procurent une plus grande souplesse financière. En outre, les investissements de tiers réduisent le risque associé aux zones qui en sont à leurs premiers stades et permettent de conserver le capital et l'efficacité opérationnelle pour les actifs qui ont atteint leur stade de maturité.

Au 31 décembre 2012, Encana avait couvert environ 1 515 millions de pieds cubes (« Mpi<sup>3</sup> ») par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j ») de sa production de gaz naturel prévue pour 2013 grâce à des contrats à prix fixe à la NYMEX, au prix moyen de 4,39 \$ le millier de pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> »), environ 748 Mpi<sup>3</sup>/j de sa production prévue pour 2014, au prix moyen de 4,22 \$ le kpi<sup>3</sup> et environ 825 Mpi<sup>3</sup>/j de sa production prévue pour 2015, au prix moyen de 4,37 \$ le kpi<sup>3</sup>. Encana avait également couvert environ 9,3 milliers de barils (« kb ») par jour (« kb/j ») de sa production de pétrole prévue pour 2013 grâce à des contrats à prix fixe du Brent, au prix moyen de 108,22 \$ le baril (« b »). Le programme de couverture de la Société contribue au maintien de ses flux de trésorerie et de ses prix nets pendant les périodes où les prix sont faibles.

De plus amples renseignements sur les résultats attendus d'Encana se trouvent dans ses prévisions pour 2013, lesquelles peuvent être consultées dans son site Web, à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).

## Activités d'Encana

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

- La **division Canada** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN ainsi que les activités connexes du centre de coûts canadien.
- La **division États-Unis** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN ainsi que les activités connexes du centre de coûts américain.
- La principale responsabilité du secteur **Optimisation des marchés** consiste en la vente de la production de la Société. Ces ventes sont prises en compte dans les divisions Canada et États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers qui procurent une souplesse opérationnelle en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Ces activités sont présentées dans le secteur Optimisation des marchés.
- Le secteur **Activités non sectorielles et autres** comprend principalement des profits ou pertes latents inscrits à l'égard d'instruments financiers dérivés. Une fois les montants réglés, les profits et pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur opérationnel auquel les instruments dérivés sont liés.

Le secteur Optimisation des marchés vend la quasi-totalité de la production en amont de la Société à des tiers. Les transactions conclues entre les secteurs sont évaluées à la valeur de marché et sont éliminées au moment de la consolidation. Dans le présent rapport de gestion, l'information financière est présentée après éliminations.

## Aperçu des résultats

### Faits saillants

Résultats d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 :

- Flux de trésorerie de 3 537 M\$ et résultat opérationnel de 997 M\$.
- Résultat net équivalant à une perte de 2 794 M\$, compte tenu des pertes de valeur hors trésorerie de 3 179 M\$ après impôt découlant des tests du plafonnement du coût entier.
- Production moyenne de gaz naturel de 2 981 Mpi<sup>3</sup>/j et production moyenne de liquides de 31,0 kb/j.
- Profits de couverture réalisés sur des marchandises de 2 161 M\$ avant impôt.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,82 \$ le kpi<sup>3</sup> et prix moyen obtenu pour les liquides de 75,12 \$/b.
- Versement de dividendes de 0,80 \$ par action.
- Progression de 2 379 \$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie qui ont atteint 3 179 \$ et augmentation de 475 M\$ de la dette à long terme qui s'est établie à 7 675 M\$.
- Sorties d'actifs d'un montant net de 3 664 M\$ et diminution des dépenses d'investissement, lesquelles ont été de 3 476 M\$.

Principaux faits nouveaux survenus dans l'exercice clos le 31 décembre 2012 :

- Un contrat de coentreprise a été conclu avec une filiale de Mitsubishi Corporation (« Mitsubishi ») en vue de la mise en valeur conjointe de certains terrains à Cutbank Ridge, en Colombie-Britannique. Mitsubishi a convenu d'investir environ 2,9 G\$ CA afin d'acquérir une participation de 40 % dans la coentreprise et a versé un montant de 1,45 G\$ CA en février 2012.
- Une entente a été conclue avec une filiale de PetroChina Company Limited (« PetroChina ») en vue d'explorer et de mettre en valeur conjointement certains terrains recelant du gaz naturel riche en liquides de la formation Duvernay, en Alberta. PetroChina a convenu d'investir quelque 2,18 G\$ CA afin d'acquérir une participation directe de 49,9 % dans ces terrains et a versé 1,18 G\$ CA en décembre 2012.
- Une convention a été conclue avec une filiale de Toyota Tsusho Corporation (« Toyota Tsusho ») aux termes de laquelle Toyota Tsusho a convenu d'acquérir des droits de redevance sur la production de gaz naturel provenant d'une partie de la zone de ressources Clearwater d'Encana. Toyota Tsusho a convenu d'investir quelque 600 M\$ CA pour acquérir des droits de redevance dérogatoire bruts de 32,5 % et a versé 100 M\$ CA en avril 2012.
- Une convention de coentreprise à long terme a été conclue avec une filiale de Nucor Corporation (« Nucor »), convention aux termes de laquelle Nucor obtiendra une participation directe de 50 % dans certains puits de gaz naturel qui seront forés au cours des 20 prochaines années dans le bassin Piceance, au Colorado. Nucor a convenu de régler sa part des coûts des puits plus une portion attribuable à la participation d'Encana.
- Un contrat de coentreprise a été conclu avec Exaro Energy III LLC (« Exaro ») en vertu duquel cette dernière s'est engagée à investir, dans les cinq prochaines années, environ 380 M\$ afin d'acquérir une participation directe de 32,5 % dans certaines sections du champ Jonah, au Wyoming.
- Certains contrats de collecte et de traitement ont été renégociés, ce qui a fait qu'Encana a obtenu des volumes supplémentaires de LGN provenant de son gaz traité dans les zones Piceance et Jonah, aux États-Unis.
- 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.

## Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2012					2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie <sup>1)</sup> par action – dilués	3 537 \$ 4,80	809 \$ 1,10	913 \$ 1,24	794 \$ 1,08	1 021 \$ 1,39	4 216 \$ 5,72	983 \$ 1,33	1 181 \$ 1,60	1 089 \$ 1,48	963 \$ 1,31	4 439 \$ 6,00
Résultat opérationnel <sup>1)</sup> par action – dilué	997 1,35	296 0,40	263 0,36	198 0,27	240 0,33	1 191 1,62	232 0,31	389 0,53	352 0,48	218 0,30	1 474 1,99
Résultat net par action – de base	(2 794) (3,79)	(80) (0,11)	(1 244) (1,69)	(1 482) (2,01)	12 0,02	5 0,01	(476) (0,65)	459 0,62	383 0,52	(361) (0,49)	2 343 3,17
Résultat net par action – dilué	(3,79)	(0,11)	(1,69)	(2,01)	0,02	0,01	(0,65)	0,62	0,52	(0,49)	3,17
Volumes de production Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	2 981	2 948	2 905	2 802	3 272	3 333	3 459	3 365	3 309	3 196	3 184
Liquides (kb/j)	31,0	36,2	30,3	28,2	29,3	24,0	23,9	24,4	24,3	23,3	22,8
Dépenses d'investissement	3 476	780	779	797	1 120	4 610	1 008	1 186	1 122	1 294	4 779
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(3 664)	(1 327)	31	(8)	(2 360)	(1 565)	(1 538)	(4)	108	(131)	(150)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	5 160	1 605	1 025	731	1 799	8 467	2 461	2 353	1 986	1 667	8 870
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents <sup>1)</sup>	6 601	1 723	1 623	1 526	1 729	7 613	1 883	1 953	1 959	1 818	7 923
Total de l'actif	18 700					23 415					23 007
Total de la dette	7 675					8 150					7 682
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 179					800					699

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

### Comparaison des quatrièmes trimestres de 2012 et de 2011

Les flux de trésorerie se sont établis à 809 M\$, en baisse de 174 M\$ en raison surtout de la diminution des volumes de production de gaz naturel et des prix des marchandises, ce qui a été contrebalancé en partie par l'accroissement des volumes de production de liquides et des profits de couverture réalisés. Pour le trimestre clos le 31 décembre 2012 :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 3,45 \$ le kpi<sup>3</sup>, contre 3,73 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2011. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 66,65 \$/b, contre 85,44 \$/b en 2011.
- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 420 M\$, comparativement à 331 M\$ en 2011.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 511 Mpi<sup>3</sup>/j pour se situer à 2 948 Mpi<sup>3</sup>/j, contre 3 459 Mpi<sup>3</sup>/j en 2011, ce qui a découlé essentiellement du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 12,3 kb/j pour atteindre 36,2 kb/j en 2012, comparativement à 23,9 kb/j en 2011.

Le résultat opérationnel s'est établi à 296 M\$, en hausse de 64 M\$, et ce, en raison surtout de l'élargissement des volumes de production de liquides, de l'amélioration des profits de couverture réalisés, du recul de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et de la baisse de l'impôt différé, facteurs atténués par le repli des volumes de production de gaz naturel et des prix des marchandises.

Le résultat net, qui équivaut à une perte de 80 M\$, s'est amélioré de 396 M\$, principalement en raison de la diminution des pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier, de la hausse des volumes de production de liquides, de la montée des profits de couverture réalisés et de la diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement. Ces facteurs ont été annulés en partie par l'inversion de profits de couverture latents, par la baisse des volumes de production de gaz naturel et des prix des marchandises ainsi que par une perte de change latente à la réévaluation de la dette à long terme.

### Comparaison de 2012 et de 2011

Les flux de trésorerie se sont établis à 3 537 M\$, ayant baissé de 679 M\$ en raison surtout du recul des prix des marchandises et des volumes de production de gaz naturel, ce qui a été annulé en partie par l'accroissement des profits de couverture réalisés et par l'augmentation des volumes de production de liquides. En 2012 :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 2,83 \$ le  $\text{kpi}^3$ , contre 4,17 \$ le  $\text{kpi}^3$  en 2011. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 75,12 \$/b, contre 85,36 \$/b en 2011.
- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 2 161 M\$, comparativement à 948 M\$ en 2011.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 352  $\text{Mpi}^3/\text{j}$  pour se situer à 2 981  $\text{Mpi}^3/\text{j}$ , contre 3 333  $\text{Mpi}^3/\text{j}$  en 2011, ce qui a découlé essentiellement de la fermeture de puits et de compressions de la production ainsi que du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 7,0 kb/j pour atteindre 31,0 kb/j, comparativement à 24,0 kb/j en 2011.

Le résultat opérationnel s'est établi à 997 M\$ et a ainsi baissé de 194 M\$ en raison essentiellement du fléchissement des prix des marchandises et des volumes de production de gaz naturel, facteurs en partie annulés par l'augmentation des profits de couverture réalisés, la baisse de la dotation aux amortissements et à l'épuisement, l'accroissement des volumes de production de liquides et le recul de l'impôt différé.

Le résultat net, qui représente une perte de 2 794 M\$, s'est dégradé de 2 799 M\$ à cause surtout de l'augmentation des pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier, de l'inversion de profits de couverture latents ainsi que de la contraction des prix des marchandises et des volumes de production de gaz naturel. Ces facteurs ont été atténués par la hausse des profits de couverture réalisés, la baisse de la dotation aux amortissements et à l'épuisement, un profit de change latent à la réévaluation de la dette à long terme, l'accroissement des volumes de production de liquides et une économie d'impôt différé.

La Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 3 179 M\$ en 2012 et de 1 687 M\$ en 2011 par suite de tests de plafonnement du coût entier. Ces pertes de valeur s'expliquent principalement par le recul des prix moyens du gaz naturel établis sur les 12 derniers mois. Selon la méthode de la capitalisation du coût entier, la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers d'Encana compris dans chaque centre de coûts par pays est soumise à un test de plafonnement du coût entier chaque trimestre. Les pertes de valeur que révèlent de tels tests sont comptabilisées lorsque les coûts incorporés sont supérieurs au total des flux de trésorerie nets futurs après impôt qui devraient être tirés des réserves prouvées, selon un calcul conforme aux exigences de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») et en fonction des prix moyens des 12 derniers mois, flux qui sont actualisés au taux de 10 %.

D'autres pertes de valeur futures découlant des tests de plafonnement du coût entier pourraient résulter de la baisse des prix moyens des marchandises établis sur les 12 derniers mois ainsi que des modifications des estimations des réserves, des coûts futurs de mise en valeur, des coûts incorporés et des coûts associés aux biens non prouvés. Le produit généré par les sorties d'actifs pétroliers et gaziers est retranché des coûts

incorporés de la Société et peut réduire le risque de perte de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier.

La Société estime que les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt qui devraient être tirés des réserves prouvées et sur lesquels se fonde le calcul des tests de plafonnement du coût entier ne sont pas représentatifs de la juste valeur de marché de ses biens pétroliers et gaziers, ni des flux de trésorerie futurs nets que devraient générer ces biens. Les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt ne tiennent pas compte de la valeur des biens non prouvés, de la valeur des réserves probables ou possibles ni des variations futures des prix des marchandises. Encana gère ses activités en utilisant des estimations de réserves et de ressources fondées sur des prix et coûts prévisionnels.

Le résultat net trimestriel d'Encana est influencé par les fluctuations des prix des marchandises, les profits et pertes de couverture latents et réalisés, les volumes de production, les taux de change et les pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier. Ce qui suit donne des renseignements complémentaires à ceux fournis dans le présent rapport de gestion :

- En 2012, les profits de couverture réalisés avant impôt ont été comme suit : T1 - 527 M\$; T2 - 636 M\$; T3 - 578 M\$; et T4 - 420 M\$. En 2011, les profits de couverture réalisés avant impôt ont été les suivants : T1 - 205 M\$; T2 - 196 M\$; T3 - 216 M\$; et T4 - 331 M\$.
- En 2012, les pertes de valeur hors trésorerie après impôt découlant des tests de plafonnement du coût entier ont été comme suit : T2 - 1 695 M\$; T3 - 1 193 M\$; et T4 - 291 M\$. En 2011, les pertes de valeur hors trésorerie après impôt découlant des tests de plafonnement du coût entier ont été les suivantes : T1 - 582 M\$; et T4 - 1 105 M\$.

### Comparaison de 2011 et de 2010

Les flux de trésorerie se sont établis à 4 216 M\$, ayant reculé de 223 M\$ en raison essentiellement du fléchissement des prix du gaz naturel, de la régression des profits de couverture réalisés et de la hausse des frais de transport et de traitement, facteurs atténués par l'accroissement des volumes de production et le renforcement des prix des liquides. En 2011 :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 4,17 \$ le kpi<sup>3</sup>, contre 4,47 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2010. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 85,36 \$/b, contre 66,72 \$/b en 2010.
- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 948 M\$, comparativement à 1 203 M\$ en 2010.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a augmenté de 149 Mpi<sup>3</sup>/j pour atteindre 3 333 Mpi<sup>3</sup>/j, contre 3 184 Mpi<sup>3</sup>/j en 2010. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est accru de 1,2 kb/j pour atteindre 24,0 kb/j, comparativement à 22,8 kb/j en 2010.

Le résultat opérationnel s'est dégagé à 1 191 M\$, ce qui signale une baisse de 283 M\$ imputable à l'érosion des prix du gaz naturel, à la régression des profits de couverture réalisés, à l'augmentation des frais de transport et de traitement et à la hausse de la dotation aux amortissements et à l'épuisement. Ces facteurs ont été atténués par l'élargissement des volumes de production, la montée des prix des liquides et la baisse de la charge d'impôt différé.

Le résultat net, au montant de 5 M\$, s'est replié de 2 338 M\$, principalement en raison de pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier, du fléchissement des profits de couverture latents et d'une perte de change latente à la réévaluation de la dette à long terme. Le résultat net a aussi diminué en raison des éléments exposés pour le résultat opérationnel.

## Prix et taux de change – par trimestre

(moyenne de la période)	2012					2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
<b>Prix obtenus par Encana</b>											
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )											
Compte tenu des couvertures	4,82 \$	5,02 \$	4,91 \$	4,79 \$	4,58 \$	4,96 \$	4,79 \$	5,01 \$	5,09 \$	5,00 \$	5,48 \$
Compte non tenu des couvertures	2,83	3,45	2,77	2,25	2,80	4,17	3,73	4,32	4,42	4,26	4,47
Liquides (\$/b) <sup>1)</sup>											
Pétrole	84,06	79,75	80,04	84,62	92,65	86,70	87,18	81,98	94,65	82,74	68,53
LGN	63,37	52,97	61,34	72,88	72,30	83,32	83,11	83,12	89,40	77,42	66,21
Total	75,12	66,65	72,17	80,32	83,77	85,36	85,44	82,43	92,66	80,70	66,72
<b>Prix de référence du gaz naturel</b>											
NYMEX (\$/Mbtu)	2,79	3,40	2,81	2,22	2,74	4,04	3,55	4,20	4,31	4,11	4,39
AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	2,40	3,06	2,19	1,83	2,52	3,67	3,47	3,72	3,74	3,77	4,13
Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	2,63	3,26	2,56	2,01	2,67	3,80	3,47	3,90	3,98	3,84	3,94
HSC (\$/Mbtu)	2,75	3,35	2,84	2,17	2,65	4,02	3,49	4,23	4,29	4,06	4,38
Écart de base (\$/Mbtu)											
AECO/NYMEX	0,38	0,32	0,62	0,39	0,22	0,31	0,17	0,34	0,42	0,29	0,40
Rocheuses/NYMEX	0,16	0,14	0,25	0,21	0,07	0,24	0,08	0,30	0,33	0,27	0,45
HSC/NYMEX	0,04	0,05	(0,03)	0,05	0,09	0,02	0,06	(0,03)	0,02	0,05	0,01
<b>Prix de référence du pétrole</b>											
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	94,21	88,22	92,20	93,35	103,03	95,11	94,02	89,54	102,34	94,25	79,55
Edmonton (\$ CA/b) <sup>2)</sup>	87,02	83,99	84,33	83,95	92,23	95,03	97,35	91,74	103,07	87,97	77,50
<b>Taux de change</b>											
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA	1,000	1,009	1,005	0,990	0,999	1,012	0,978	1,020	1,033	1,015	0,971

1) Compte non tenu de l'incidence des couvertures.

2) Léger non sulfuré.

Les résultats financiers d'Encana sont influencés par les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix et le taux de change entre les dollars américain et canadien. En 2012, le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, traduit la baisse des prix de référence par rapport à ceux de 2011. Les activités de couverture ont fait augmenter de 1,99 \$ le kpi<sup>3</sup> le prix moyen obtenu pour le gaz naturel en 2012. En 2012, le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son pétrole reflète le repli des prix de référence depuis 2011. Quant au prix de ses LGN en 2012, il témoigne d'une proportion moins élevée de condensats dans la composition totale des LGN, condensats qui se vendent à meilleurs prix.

En 2011, le prix moyen obtenu par Encana pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, reflète la baisse des prix de référence par rapport à ceux de 2010. Les activités de couverture ont fait augmenter de 0,79 \$ le kpi<sup>3</sup> le prix moyen obtenu pour le gaz naturel en 2011. En 2011, les prix moyens obtenus pour les liquides témoignent d'une hausse des prix de référence par rapport à ceux de 2010.

Afin de gérer la volatilité des prix des marchandises et son incidence sur ses flux de trésorerie, Encana conclut divers contrats de couverture financière. Les contrats dérivés non réglés sont comptabilisés à leur juste valeur à la date des états financiers. Les variations de la juste valeur sont attribuables à la volatilité des courbes des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés d'une période à l'autre. Les variations de la juste valeur sont constatées dans les produits des activités ordinaires à titre de profits ou pertes de couverture latents. Les profits ou pertes de couverture réalisés sont constatés dans les produits des activités ordinaires au règlement des contrats financiers dérivés.



Au 31 décembre 2012, Encana avait couvert environ 1 515 Mpi<sup>3</sup>/j de sa production de gaz naturel prévue pour 2013 grâce à des contrats à prix fixe à la NYMEX, au prix moyen de 4,39 \$ le kpi<sup>3</sup>, environ 748 Mpi<sup>3</sup>/j de sa production prévue pour 2014, au prix moyen de 4,22 \$ le kpi<sup>3</sup> et environ 825 Mpi<sup>3</sup>/j de sa production prévue pour 2015, au prix moyen de 4,37 \$ le kpi<sup>3</sup>. Encana avait également couvert environ 9,3 kb/j de sa production de pétrole prévue pour 2013 grâce à des contrats à prix fixe sur le Brent, au prix moyen de 108,22 \$/b. Le programme de couverture de la Société contribue au maintien de ses flux de trésorerie pendant les périodes où les prix sont faibles. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Gestion des risques – Risques financiers » du présent rapport de gestion.

## Quantités des réserves

Depuis sa création en 2002, Encana fait appel à des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants et leur demande d'évaluer, une fois l'an, toutes ses réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN et de rédiger des rapports sur celles-ci. La Société a un comité des réserves, formé en majorité d'administrateurs indépendants, qui examine les compétences et la nomination des évaluateurs qualifiés indépendants. Ce comité examine en outre les procédures suivies pour la communication des informations aux évaluateurs. Toutes les réserves homologuées sont fondées sur des évaluations annuelles des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Comme l'exigent les normes réglementaires canadiennes, la communication par Encana des données relatives à ses réserves est conforme au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (« Règlement 51-101 »). La communication par Encana des données prévues par le protocole canadien pour 2012 inclut les quantités des réserves prouvées avant et après redevances, compte tenu de prix et coûts prévisionnels, et est comprise dans la notice annuelle d'Encana. Les normes canadiennes exigent que les rapprochements figurant dans la présente section incluent les pieds cubes équivalents. Les volumes de pétrole et de LGN ont été convertis en pieds cubes équivalents à raison de 1 kb pour 6 Mpi<sup>3</sup> et selon une méthode de d'équivalence énergétique qui s'applique essentiellement au bec du brûleur. Cette méthode ne génère pas une équivalence de valeur puisque le prix actuel du pétrole et des LGN est nettement supérieur à celui du gaz naturel.

Des informations supplémentaires sur le pétrole et le gaz, y compris les réserves prouvées après redevances, sont présentées conformément aux exigences d'information des États-Unis décrites à la note 22 annexe aux états financiers consolidés du 31 décembre 2012. Comme Encana applique la capitalisation du coût entier selon les PCGR des États-Unis relativement à ses activités liées au pétrole et au gaz, les estimations des réserves selon le protocole américain constituent des données essentielles aux calculs de l'épuisement et des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier de la Société.

Les normes canadiennes exigent l'utilisation de prix prévisionnels aux fins de l'estimation des réserves ainsi que la présentation des volumes avant et après redevances. Les normes américaines exigent l'utilisation des prix moyens des 12 derniers mois aux fins de l'estimation des réserves et la présentation des volumes après redevances. Les quantités des réserves d'Encana selon le protocole canadien et le protocole américain sont présentées dans les rubriques suivantes.

## Protocole canadien – Quantités des réserves

### Réserves prouvées par pays (Prix et coûts prévisionnels; avant redevances)

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )			Pétrole et LGN (Mb)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Canada	6 730	7 067	6 755	126,3	106,5	61,9
États-Unis	6 660	8 432	9 299	156,2	47,3	47,4
<b>Total</b>	<b>13 390</b>	<b>15 499</b>	<b>16 054</b>	<b>282,5</b>	<b>153,8</b>	<b>109,3</b>

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

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )			Pétrole et LGN (Mb)			Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2011	7 067	8 432	15 499	106,5	47,3	153,8	16 422
Extensions	863	378	1 241	28,8	42,9	71,7	1 672
Découvertes	17	7	24	1,3	0,6	1,9	35
Révisions techniques	217	(222)	(5)	0,1	76,7	76,8	456
Facteurs économiques	(580)	(783)	(1 363)	(2,2)	(1,0)	(3,2)	(1 383)
Acquisitions	83	11	94	0,1	0,1	0,2	95
Sorties d'actifs	(435)	(429)	(864)	(2,7)	(5,2)	(7,9)	(911)
Production	(502)	(734)	(1 236)	(5,6)	(5,2)	(10,8)	(1 301)
<b>31 décembre 2012</b>	<b>6 730</b>	<b>6 660</b>	<b>13 390</b>	<b>126,3</b>	<b>156,2</b>	<b>282,5</b>	<b>15 085</b>

En 2012, les réserves prouvées de gaz naturel avant redevances d'Encana se sont établies à environ 13,4 billions de pieds cubes (« Tpi<sup>3</sup> »), ayant fléchi de 2,1 Tpi<sup>3</sup> par rapport à 2011, ce qui s'explique essentiellement par l'incidence du recul des prix, incidence reflétée dans les facteurs économiques. Les sorties d'actifs ont également réduit les réserves prouvées de 2012. Des extensions et découvertes d'environ 1,3 Tpi<sup>3</sup> ont remplacé la production avant redevances au cours de l'exercice.

En 2012, les réserves prouvées de pétrole et de LGN avant redevances d'Encana se sont établies à environ 282,5 Mb, ayant augmenté de 128,7 Mb depuis 2011 grâce surtout aux activités menées aux États-Unis, ce qui tient compte de l'incidence des contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés. Les nouveaux contrats font en sorte qu'Encana tire des volumes de LGN supplémentaires de son gaz traité, ce qui a accru ses réserves de pétrole et de LGN, mais a réduit celles de gaz naturel.

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

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )			Pétrole et LGN (Mb)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Canada	6 207	6 607	6 298	113,1	94,4	54,8
États-Unis	5 410	6 834	7 477	127,3	38,6	38,5
<b>Total</b>	<b>11 617</b>	<b>13 441</b>	<b>13 775</b>	<b>240,4</b>	<b>133,0</b>	<b>93,3</b>

## Rapprochement des réserves prouvées (Prix et coûts prévisionnels; après redevances)

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )			Pétrole et LGN (Mb)			Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2011	6 607	6 834	13 441	94,4	38,6	133,0	14 239
Extensions et découvertes	795	312	1 107	26,1	35,2	61,3	1 475
Révisions <sup>1)</sup>	(285)	(810)	(1 095)	2,0	61,8	63,8	(712)
Acquisitions	76	10	86	-	0,1	0,1	86
Sorties d'actifs	(489)	(343)	(832)	(2,3)	(4,2)	(6,5)	(871)
Production	(497)	(593)	(1 090)	(7,1)	(4,2)	(11,3)	(1 158)
31 décembre 2012	6 207	5 410	11 617	113,1	127,3	240,4	13 059

1) Comprend les facteurs économiques.

En 2012, les réserves prouvées de gaz naturel après redevances d'Encana se sont établies à environ 11,6 Tpi<sup>3</sup>, ayant fléchi de 1,8 Tpi<sup>3</sup> par rapport à 2011, ce qui s'explique essentiellement par l'incidence du recul des prix prise en compte dans les révisions. Les sorties d'actifs ont également réduit les réserves prouvées de 2012. Des extensions et découvertes d'environ 1,1 Tpi<sup>3</sup> ont remplacé la production après redevances au cours de l'exercice.

En 2012, les réserves prouvées de pétrole et de LGN après redevances d'Encana se sont situées à environ 240,4 Mb, ayant augmenté de 107,4 Mb depuis 2011 essentiellement grâce aux activités menées aux États-Unis, ce qui tient compte de l'incidence des contrats de service de collecte et de traitement qui ont été renégociés. Les nouveaux contrats font en sorte qu'Encana tire des volumes de LGN supplémentaires du gaz traité, ce qui a accru ses réserves de pétrole et de LGN, mais a réduit celles de gaz naturel.

### Prix prévisionnels

Les prix de référence ci-dessous ont été utilisés pour établir les réserves.

	Gaz naturel		Liquides	
	Henry Hub (\$/Mbtu)	AECO (\$ CA/Mbtu)	WTI (\$/b)	Edmonton <sup>1)</sup> (\$ CA/b)
<b>Prix présumés pour 2010</b>				
2011	4,73	4,35	79,53	81,93
2012 à 2015	5,33 - 6,01	4,94 - 5,78	82,65 - 86,68	85,88 - 91,61
Par la suite	6,18 - 6,63	5,97 - 6,48	83,72	88,37
<b>Prix présumés pour 2011</b>				
2012	3,80	3,49	97,00	97,96
2013 à 2021	4,50 - 7,17	4,13 - 6,58	100,00 - 107,56	101,02 - 108,73
Par la suite	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an
<b>Prix présumés pour 2012</b>				
2013	3,75	3,38	90,00	85,00
2014 à 2022	4,25 - 6,27	3,83 - 5,64	92,50 - 104,57	91,50 - 103,57
Par la suite	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an

1) Léger non sulfuré.

## Protocole américain – Quantités des réserves

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

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )			Pétrole et LGN (Mb)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Canada	4 550	6 329	6 117	101,6	95,0	54,3
États-Unis	4 242	6 511	7 183	108,4	38,2	38,2
Total	8 792	12 840	13 300	210,0	133,2	92,5

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

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )			Pétrole et LGN (Mb)		
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
31 décembre 2011	6 329	6 511	12 840	95,0	38,2	133,2
Révisions et récupération améliorée	(1 497)	(1 701)	(3 198)	(10,0)	38,9	28,9
Extensions et découvertes	638	338	976	25,9	39,2	65,1
Achat de réserves en place	38	8	46	-	0,1	0,1
Vente de réserves en place	(461)	(321)	(782)	(2,2)	(3,8)	(6,0)
Production	(497)	(593)	(1 090)	(7,1)	(4,2)	(11,3)
31 décembre 2012	4 550	4 242	8 792	101,6	108,4	210,0

En 2012, les réserves prouvées de gaz naturel après redevances d'Encana se sont établies à environ 8,8 Tpi<sup>3</sup>, ayant fléchi de 4,0 Tpi<sup>3</sup> par rapport à celles de 2011, ce qui s'explique essentiellement par l'incidence du recul des prix moyens des 12 derniers mois qui a été prise en compte dans les révisions et la récupération améliorée. Les sorties d'actifs ont également réduit les réserves prouvées de 2012.

En 2012, les réserves prouvées de pétrole et de LGN après redevances d'Encana se sont situées à environ 210,0 Mb, ayant augmenté de 76,8 Mb depuis 2011 grâce essentiellement aux activités menées aux États-Unis, ce qui tient compte de l'incidence des contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés. Les nouveaux contrats font en sorte qu'Encana tire des volumes de LGN supplémentaires de son gaz traité, ce qui a accru ses réserves de pétrole et de LGN, mais a réduit celles de gaz naturel.

### Prix moyens des 12 derniers mois

Les prix de référence ci-dessous ont été utilisés aux fins de l'établissement des réserves. Le prix moyen des 12 derniers mois correspond à la moyenne des prix le premier jour de chaque mois de la période de 12 mois concernée.

	Gaz naturel		Liquides	
	Henry Hub (\$/Mbtu)	AECO (\$ CA/Mbtu)	WTI (\$/b)	Edmonton <sup>1)</sup> (\$ CA/b)
<b>Prix des réserves <sup>2)</sup></b>				
2010	4,38	4,03	79,43	76,22
2011	4,12	3,76	96,19	96,53
2012	2,76	2,35	94,71	87,42

1) Léger non sulfuré.

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

## Production et dépenses d'investissement, montant net

### Volumes de production (après redevances)

(moyenne quotidienne)	2012	2011	2010
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)			
Division Canada	1 359	1 454	1 323
Division États-Unis	1 622	1 879	1 861
	<b>2 981</b>	3 333	3 184
Pétrole et LGN (kb/j)			
Division Canada	19,4	14,5	13,2
Division États-Unis	11,6	9,5	9,6
	<b>31,0</b>	24,0	22,8

#### Comparaison de 2012 et de 2011

En 2012, le volume de production moyen de gaz naturel d'Encana a été touché par le fait qu'Encana a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides, qu'elle a fermé des puits et qu'elle a comprimé sa production. En 2012, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 2 981 Mpi<sup>3</sup>/j, en baisse de 352 Mpi<sup>3</sup>/j par rapport à celui de 2011. Dans la division Canada, les volumes ont fléchi en raison surtout de la fermeture de puits et des sorties d'actifs, facteurs annulés en partie par une campagne de forage fructueuse à Cutbank Ridge et à Bighorn. Dans la division États-Unis, les volumes ont reculé essentiellement à cause de baisses normales du rendement, des sorties d'actifs et de la fermeture de puits, facteurs qui ont été atténués par une campagne de forage fructueuse à Piceance. En 2012, Encana a annoncé qu'elle entendait fermer des puits et comprimer sa production de gaz naturel d'environ 250 Mpi<sup>3</sup>/j dans les zones affichant les plus fortes baisses de rendement et des coûts variables plus élevés. Les puits fermés ont été remis en service avant la fin de l'exercice.

En 2012, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 31,0 kb/j, en hausse de 7,0 kb/j par rapport à celui de 2011. Les volumes de la division Canada ont augmenté par suite surtout de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau, à Bighorn, de l'accroissement des volumes visés par des droits de redevance et d'une campagne de forage fructueuse à Peace River Arch et à Bighorn. Les volumes de la division États-Unis se sont élargis en raison surtout de campagnes de forage fructueuses dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides et des contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés, lesquels ont donné lieu à des volumes supplémentaires de liquides.

#### Comparaison de 2011 et de 2010

En 2011, le volume de production moyen de gaz naturel, soit 3 333 Mpi<sup>3</sup>/j, a augmenté de 149 Mpi<sup>3</sup>/j par rapport à celui de 2010 et le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est accru de 1,2 kb/j depuis 2010, pour atteindre 24,0 kb/j. Dans la division Canada, la hausse des volumes est essentiellement attribuable aux résultats fructueux d'une campagne de forage réalisée dans les zones de ressources. Dans la division États-Unis, l'accroissement des volumes a résulté principalement d'une campagne de forage fructueuse à Haynesville, ce qui a été atténué par le montant net des sorties d'actifs et les baisses normales de rendement.

## Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
Division Canada	1 567 \$	2 031 \$	2 214 \$
Division États-Unis	1 727	2 446	2 502
Optimisation des marchés	7	2	2
Activités non sectorielles et autres	175	131	61
Dépenses d'investissement	3 476	4 610	4 779
Acquisitions	379	515	733
Sorties d'actifs	(4 043)	(2 080)	(883)
Acquisitions et sorties d'actifs, montant net	(3 664)	(1 565)	(150)
Dépenses d'investissement, montant net	(188) \$	3 045 \$	4 629 \$

### 2012

En 2012, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 3 476 M\$ et ont servi principalement à mener à bien des campagnes de forage déjà en cours, à réaliser des programmes de forage avec des coentrepreneurs et à accroître les investissements consentis dans des zones gazières riches en pétrole et en liquides en voie de prospection et de mise en valeur. La mise en valeur de zones de ressources s'est poursuivie à Piceance, Haynesville, Bighorn, Cutbank Ridge et Peace River Arch. Les dépenses consacrées à des zones d'intérêt de gaz naturel riches en pétrole et en liquides ont porté essentiellement sur la formation Duvernay, Clearwater, le schiste marin Tuscaloosa, Eaglebine, la formation Mississippian Lime, le bassin DJ Niobrara et le bassin San Juan.

En 2012, les sorties d'actifs se sont chiffrées à 3 770 M\$ pour la division Canada et à 271 M\$ pour la division États-Unis. Dans le cas de la division Canada, cette somme comprend un montant de 1,45 G\$ CA reçu de Mitsubishi, un montant de 1,18 G\$ CA reçu de PetroChina, un montant de 100 M\$ CA reçu de Toyota Tsusho et les quelque 920 M\$ CA tirés de la vente de deux usines de traitement du gaz naturel. La division États-Unis a reçu le produit résiduel de 114 M\$ associé à la sortie des actifs de gaz naturel à North Texas, la majorité du produit lui ayant été versé en décembre 2011. Les montants reçus à la suite de ces transactions ont été déduits des comptes de coût entier respectifs des divisions Canada et États-Unis.

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

En décembre, Encana a convenu de vendre sa participation de 30 % dans le projet de terminal d'exportation de gaz naturel liquéfié à Kitimat, en Colombie-Britannique. Cette transaction a été menée à terme le 8 février 2013.

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

### 2011

En 2011, les dépenses d'investissement ont été de 4 610 M\$ et ont servi essentiellement à la poursuite de la mise en valeur des zones de ressources d'Encana, dont Bighorn, Cutbank Ridge, Haynesville et Piceance.

Les sorties d'actifs effectuées en 2011 se sont établies à 350 M\$ pour la division Canada et à 1 730 M\$ pour la division États-Unis. Les sorties d'actifs de la division États-Unis ont compris la vente de l'usine de traitement du gaz naturel de Fort Lupton, en contrepartie d'un produit de 296 M\$, la vente des actifs de collecte de gaz naturel à South Piceance, pour un produit de 547 M\$, et la vente de la plupart des actifs de gaz naturel à North Texas, pour un produit de 836 M\$. L'impôt payé en trésorerie a augmenté de 114 M\$ par suite de la vente des actifs à

South Piceance et à North Texas. Les montants des sorties d'actifs sont présentés après déduction des montants recouvrés au titre des dépenses d'investissement engagées avant la vente de certains actifs de collecte et de traitement du gaz naturel.

En 2011, les acquisitions ont totalisé 410 M\$ pour la division Canada et 105 M\$ pour la division États-Unis et ont compris des achats de terrains et de biens complémentaires à ceux existants de la Société et présentant un potentiel de production de gaz naturel riche en pétrole et en liquides.

## 2010

En 2010, les dépenses d'investissement ont totalisé 4 779 M\$ et ont visé essentiellement la poursuite de la mise en valeur des zones de ressources d'Encana, dont Greater Sierra, Clearwater, Cutbank Ridge, Haynesville et Texas. En 2010, les sorties d'actifs se sont élevées à 288 M\$ pour la division Canada et à 595 M\$ pour la division États-Unis et ont compris la vente de biens de pétrole et de gaz classiques qui avaient atteint le stade de maturité. En 2010, les acquisitions se sont chiffrées à 592 M\$ pour la division Canada et à 141 M\$ pour la division États-Unis. Ces acquisitions ont compris des achats de terrains et de biens complémentaires à ceux existants de la Société.

## Résultats des divisions

### Division Canada

#### Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

	Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en millions de dollars)			Prix net du gaz (\$/kpi <sup>3</sup> )			Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	1 802 \$	2 507 \$	2 350 \$	2,58 \$	3,79 \$	4,10 \$	70,84 \$	85,41 \$	64,79 \$
Profit de couverture réalisé	958	365	479	1,97	0,69	0,99	-	-	(1,04)
Charges									
Taxes à la production et impôts miniers	9	15	8	-	0,02	0,01	1,13	0,90	0,44
Transport et traitement	555	490	436	1,12	0,91	0,87	0,75	1,45	1,73
Activités opérationnelles	352	380	324	0,67	0,68	0,62	2,09	1,23	2,33
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	1 844 \$	1 987 \$	2 061 \$	2,76 \$	2,87 \$	3,59 \$	66,87 \$	81,83 \$	59,25 \$
				Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)			Pétrole et LGN (kb/j)		
				2012	2011	2010	2012	2011	2010
Volumes de production – après redevances				1 359	1 454	1 323	19,4	14,5	13,2

#### Comparaison de 2012 et de 2011

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 844 M\$, ayant baissé de 143 M\$ en raison principalement du recul des prix des marchandises obtenus, de la diminution des volumes de production de gaz naturel et de la hausse des frais de transport et de traitement, le tout atténué par l'augmentation des profits de couverture réalisés et l'accroissement des volumes de production de liquides. En 2012 :

- La baisse du prix du gaz naturel et des liquides a amputé les produits des activités ordinaires de 695 M\$.
- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 958 M\$, en regard de 365 M\$ en 2011.

- Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 359 Mpi<sup>3</sup>/j, ce qui signale un recul de 95 Mpi<sup>3</sup>/j. La diminution de 158 M\$ des produits des activités ordinaires est imputable principalement à la fermeture de puits, aux compressions de production ainsi qu'aux sorties d'actifs, facteurs annulés en partie par une campagne de forage fructueuse à Cutbank Ridge et à Bighorn. Une portion de la production de 2012 a été interrompue à Cutbank Ridge, à Greater Sierra et à Clearwater.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 19,4 kb/j, en hausse de 4,9 kb/j, ce qui a entraîné une augmentation de 156 M\$ des produits des activités ordinaires et a découlé essentiellement de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau, à Bighorn, de l'accroissement des volumes visés par des droits de redevance et d'une campagne de forage fructueuse à Peace River Arch et à Bighorn.
- Les frais de transport et de traitement se sont accrus de 65 M\$ par suite surtout de la hausse des volumes traités dans des installations de tiers, ce qui a résulté principalement de la vente de deux usines de traitement du gaz naturel.

### Comparaison de 2011 et de 2010

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 987 M\$, ayant baissé de 74 M\$ en raison principalement de la contraction des prix obtenus pour le gaz naturel, de la diminution des profits de couverture, de l'augmentation des frais de transport et de traitement et de la hausse des charges opérationnelles. Ces facteurs ont été atténués par la montée des volumes de production et des prix obtenus pour les liquides. En 2011 :

- Le fléchissement des prix du gaz naturel a fait reculer de 165 M\$ les produits des activités ordinaires, tandis que la majoration des prix des liquides les a accrus de 111 M\$.
- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 365 M\$, comparativement à 479 M\$ en 2010.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a connu une hausse de 131 Mpi<sup>3</sup>/j, pour s'établir à 1 454 Mpi<sup>3</sup>/j, et celui du pétrole et des LGN a augmenté de 1,3 kb/j, pour atteindre 14,5 kb/j. Les produits des activités ordinaires ont ainsi progressé de 212 M\$, et ce, grâce à une campagne de forage fructueuse dans l'ensemble des zones de ressources.
- Les frais de transport et de traitement se sont accrus de 54 M\$ en raison de la hausse des volumes de production.
- Les charges opérationnelles ont augmenté de 56 M\$ en raison des coûts liés aux travaux prévus de maintenance des usines, d'une hausse des impôts fonciers et de la montée du taux de change entre les dollars américain et canadien, facteurs atténués par la baisse des coûts d'électricité.

Les chiffres correspondants de 2011 et de 2010 figurant dans le tableau des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles précédent ont été mis à jour afin de présenter les frais de traitement avec les frais de transport. Auparavant, les frais de traitement étaient présentés dans les charges opérationnelles. La Société a reclassé un montant de 240 M\$ et de 239 M\$ des charges opérationnelles dans les frais de transport et de traitement de 2011 et 2010, respectivement. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 2 annexe aux états financiers consolidés.

### Faits saillants des investissements en 2012

Encana a conclu un contrat de coentreprise avec Mitsubishi en vue de la mise en valeur conjointe de certains terrains à Cutbank Ridge en Colombie-Britannique. Aux termes de ce contrat, Encana détient une participation de 60 % et Mitsubishi, une participation de 40 % dans la coentreprise. Mitsubishi a convenu d'investir environ 2,9 G\$ CA au titre de sa participation, et a versé un montant de 1,45 G\$ CA en février 2012. Mitsubishi a convenu d'investir le montant résiduel, soit quelque 1,45 G\$ CA, en sus de sa participation de 40 % dans les dépenses d'investissement futures de la coentreprise, sur une période d'engagement prévue de cinq ans, réduisant ainsi les fonds qu'Encana devra engager à 30 % du total des dépenses d'investissement attendues pour cette période. La transaction ne visait pas la production qu'Encana réalisait déjà à Cutbank Ridge, ni ses usines de traitement, ses réseaux de collecte et ses avoirs fonciers en Alberta au moment de la transaction.



La Société a conclu une entente avec PetroChina en vue d'explorer et de mettre en valeur conjointement certains terrains recelant du gaz naturel riche en liquides de la formation Duvernay, en Alberta. PetroChina a convenu d'investir quelque 2,18 G\$ CA afin d'acquérir une participation directe de 49,9 % dans ces terrains. PetroChina a investi 1,18 G\$ CA en décembre 2012 et a convenu d'investir environ 1,0 G\$ CA de plus sur une période d'engagement qui devrait être de quatre ans. Cet investissement supplémentaire de quelque 1,0 G\$ CA servira à financer la moitié des dépenses d'investissement qu'Encana s'est engagée à réaliser.

Encana a conclu une convention avec Toyota Tsusho aux termes de laquelle cette dernière a convenu d'investir quelque 600 M\$ CA en vue d'acquérir des droits de redevance dérogatoire bruts de 32,5 % sur la production de gaz naturel provenant d'une partie de la zone de ressources Clearwater d'Encana. Toyota Tsusho a investi 100 M\$ CA en avril 2012 et a convenu d'investir quelque 500 M\$ CA de plus, ce qu'elle devrait faire au cours des sept prochaines années.

En février 2012, la Société a mené à terme la vente de deux usines de traitement du gaz naturel situées 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 ferme de collecte et de traitement dans la zone Cutbank Ridge.

### Résultats par zone de ressources

	Production de gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)			Production de pétrole et de LGN (kb/j)			Capital (en millions de dollars)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Cutbank Ridge	433	428	344	1,5	1,1	0,4	228 \$	371 \$	422 \$
Bighorn	242	230	220	5,8	3,5	3,2	333	397	345
Peace River Arch	108	101	105	2,9	2,1	1,6	220	156	84
Clearwater	374	433	395	8,6	7,0	6,0	131	354	428
Greater Sierra	200	260	230	0,5	0,8	1,0	118	325	515
Autres et nouvelles zones de ressources	2	2	29	0,1	-	1,0	537	428	420
Total – division Canada	1 359	1 454	1 323	19,4	14,5	13,2	1 567 \$	2 031 \$	2 214 \$

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

### Autres charges de la division

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	748 \$	966 \$	826 \$
Perte de valeur	1 822	2 249	-

En 2012, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a fléchi de 218 M\$ par rapport à celle de 2011 en raison d'une diminution des taux d'épuisement et des volumes de production. La baisse des taux d'épuisement est attribuable essentiellement aux pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier et aux montants tirés des sorties d'actifs réalisées en 2012 et crédités au compte du coût entier. De 2010 à 2011, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a reculé de 140 M\$, ce qui a découlé essentiellement de la montée des volumes de production.

En 2012, la division a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie de 1 822 M\$, avant impôt, découlant des tests de plafonnement du coût entier, comparativement à 2 249 M\$ en 2011 (néant en 2010). Les pertes de valeur ont résulté essentiellement du fléchissement des prix moyens du gaz naturel des 12 derniers mois, ce qui a réduit les volumes et la valeur des réserves prouvées de la division, selon un calcul conforme aux exigences de la SEC. Une perte de valeur hors trésorerie découlant d'un test de plafonnement du coût entier 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 après impôt attendus des réserves prouvées, selon un calcul conforme aux exigences de la

SEC, et en fonction des prix moyens des 12 derniers mois et des coûts de mise en valeur et de production futurs non actualisés, flux actualisés au taux de 10 %, majorés des coûts des biens non prouvés.

## Division États-Unis

### Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

	Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en millions de dollars)			Prix net du gaz (\$/kpi <sup>3</sup> )			Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2 170 \$	3 424 \$	3 577 \$	3,03 \$	4,47 \$	4,73 \$	82,33 \$	85,28 \$	69,35 \$
Profit de couverture réalisé	1 195	598	698	2,01	0,87	1,03	-	-	-
Charges									
Taxes à la production et impôts miniers	96	183	209	0,11	0,23	0,27	6,63	7,54	6,69
Transport et traitement	652	728	662	1,10	1,06	0,97	0,06	0,08	-
Activités opérationnelles	377	444	472	0,59	0,62	0,58	5,88	0,70	-
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	2 240 \$	2 667 \$	2 932 \$	3,24 \$	3,43 \$	3,94 \$	69,76 \$	76,96 \$	62,66 \$
				Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)			Pétrole et LGN (kb/j)		
				2012	2011	2010	2012	2011	2010
Volumes de production – après redevances				1 622	1 879	1 861	11,6	9,5	9,6

### Comparaison de 2012 et de 2011

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 2 240 M\$, ayant baissé de 427 M\$ en raison principalement de la contraction des prix obtenus pour le gaz naturel et des volumes de production de gaz naturel, ce qui a été atténué par la hausse des profits de couverture réalisés, la réduction des taxes à la production et des impôts miniers, la diminution des frais de transport et de traitement, le recul des charges opérationnelles et l'élargissement des volumes de production de liquides. En 2012 :

- Le repli des prix du gaz naturel a amputé les produits des activités ordinaires de 856 M\$.
- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont chiffrés à 1 195 M\$, comparativement à 598 M\$ en 2011.
- Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 622 Mpi<sup>3</sup>/j, en baisse de 257 Mpi<sup>3</sup>/j, ce qui a entraîné une diminution des produits des activités ordinaires de 412 M\$ et s'explique principalement par les baisses normales de rendement, les sorties d'actifs au Texas et les interruptions de production à Haynesville. Ces facteurs ont été annulés en partie par une campagne de forage fructueuse à Piceance.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est élevé à 11,6 kb/j, en hausse de 2,1 kb/j. Cette hausse a entraîné une augmentation des produits des activités ordinaires de 66 M\$ et a résulté surtout des campagnes de forage fructueuses menées dans des zones de gaz naturel riches en pétrole et en liquides ainsi que des contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés, contrats qui ont donné lieu à des volumes supplémentaires de liquides.
- La taxe à la production et les impôts miniers ont baissé de 87 M\$ principalement en raison du repli des prix du gaz naturel.
- Les frais de transport et de traitement se sont contractés de 76 M\$ en raison surtout de la diminution des volumes de production de gaz naturel.
- Les charges opérationnelles ont reculé de 67 M\$ grâce principalement au fléchissement des impôts fonciers et à la sortie d'actifs à North Texas.

## Comparaison de 2011 et de 2010

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 2 667 M\$, en baisse de 265 M\$ en raison principalement de la contraction des prix obtenus pour le gaz naturel, de la diminution des profits de couverture ainsi que de la hausse des frais de transport et de traitement, facteurs qui ont été atténués par la hausse des prix obtenus pour les liquides et l'accroissement des volumes de production de gaz naturel. En 2011 :

- Le fléchissement des prix du gaz naturel a fait reculer de 179 M\$ les produits des activités ordinaires, tandis que la hausse des prix des liquides les a renforcés de 56 M\$.
- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 598 M\$, comparativement à 698 M\$ en 2010.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a augmenté de 18 Mpi<sup>3</sup>/j pour atteindre 1 879 Mpi<sup>3</sup>/j, ce qui a accru de 31 M\$ les produits des activités ordinaires, et ce, grâce surtout à une campagne de forage fructueuse à Haynesville. Ce facteur a été atténué par le montant net des sorties d'actifs et les baisses normales de rendement.
- Les frais de transport et de traitement se sont accrus de 66 M\$, les volumes ayant été transportés plus loin afin d'obtenir de meilleurs prix.

## Faits saillants des investissements en 2012

En novembre 2012, Encana a conclu avec Nucor une convention de coentreprise à long terme aux termes de laquelle Nucor obtiendra une participation directe de 50 % dans certains puits de gaz naturel qui seront forés au cours des 20 prochaines années dans le bassin Piceance, au Colorado. Nucor a convenu de payer la part lui revenant des coûts des puits ainsi qu'une partie de ceux imputables à la participation d'Encana.

En mars 2012, Encana a conclu avec Exaro une convention de coentreprise aux termes de laquelle cette dernière a convenu d'investir environ 380 M\$ au cours des cinq prochaines années afin d'acquérir une participation directe de 32,5 % dans certaines sections du champ Jonah, au Wyoming.

La Société a renégocié certains contrats de collecte et de traitement en septembre 2012, ce qui a fait qu'elle a obtenu des volumes supplémentaires de LGN provenant de son gaz traité dans les zones Piceance et Jonah.

La Société a conclu la majeure partie de la vente de ses actifs à North Texas en décembre 2011, pour un produit de 836 M\$. Le reste de la vente a été menée à terme en mars 2012 pour un produit de 114 M\$.

## Résultats par zone de ressources

	Production de gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)			Production de pétrole et de LGN (kb/j)			Capital (en millions de dollars)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Piceance	475	435	446	2,2	1,9	2,0	328 \$	453 \$	224 \$
Jonah	411	471	531	4,1	4,3	4,6	102	275	374
Haynesville	475	508	287	-	-	-	337	1 018	1 141
Texas	167	376	487	0,1	0,3	0,2	62	310	418
Autres et nouvelles zones de ressources	94	89	110	5,2	3,0	2,8	898	390	345
Total – division États-Unis	1 622	1 879	1 861	11,6	9,5	9,6	1 727 \$	2 446 \$	2 502 \$

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

## Autres charges de la division

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	1 102 \$	1 226 \$	1 094 \$
Perte de valeur	2 842	-	-

En 2012, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a diminué de 124 M\$ par rapport à celle de 2011 en raison de la réduction des volumes de production, ce qui a été annulé en partie par une augmentation du taux d'épuisement. La hausse du taux d'épuisement est essentiellement imputable à la diminution des réserves prouvées estimées, établies selon les exigences de la SEC, par suite du recul des prix du gaz naturel. Ce facteur a été annulé en partie par les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui ont été comptabilisées aux deuxième et troisième trimestres de 2012. En 2011, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a dépassé de 132 M\$ celle de 2010, et ce, en raison principalement de la montée des volumes de production.

En 2012, la division a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie de 2 842 M\$, avant impôt, (néant en 2011; néant en 2010) découlant des tests de plafonnement du coût entier. Ces pertes de valeur ont principalement résulté du fléchissement des prix moyens du gaz naturel des 12 derniers mois, ce qui a réduit les volumes et la valeur des réserves prouvées de la division, tels qu'ils ont été calculés conformément aux exigences de la SEC.

## Optimisation des marchés

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
Produits des activités ordinaires	419 \$	703 \$	797 \$
Charges			
Activités opérationnelles	48	40	34
Produits achetés	349	635	739
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	12	12	11
	10 \$	16 \$	13 \$

Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés du secteur Optimisation des marchés ont trait à des activités qui confèrent à la Société une latitude opérationnelle sur le plan des engagements de transport, du type de produit, des points de livraison et de la diversification de la clientèle. Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont régressé de 2011 à 2012 en raison principalement de la baisse des prix des marchandises et de la contraction des volumes nécessaires aux activités d'optimisation. Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont aussi baissé de 2010 à 2011 en raison surtout du repli des prix des marchandises et de la baisse des volumes nécessaires aux activités d'optimisation.

## Activités non sectorielles et autres

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
Produits des activités ordinaires	(1 384) \$	870 \$	969 \$
Charges			
Transport et traitement	24	(25)	2
Activités opérationnelles	17	2	(3)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	94	78	77
Perte de valeur	31	-	-
	(1 550) \$	815 \$	893 \$

Les produits des activités ordinaires se composent principalement des profits ou pertes de couverture latents qui sont constatés à l'égard de contrats financiers dérivés et qui découlent de la volatilité, d'une période à l'autre, des

courbes des prix à terme des marchandises et des variations du solde des contrats non réglés. En 2012, les produits des activités ordinaires ont résulté de l'inversion de profits de couverture latents. Les frais de transport et de traitement tiennent principalement compte des profits ou pertes de couverture latents associés aux contrats financiers dérivés sur l'électricité qu'a conclus la Société. La dotation aux amortissements et à l'épuisement tient compte de l'amortissement d'actifs non sectoriels, tels le matériel informatique, le mobilier de bureau et les aménagements des locaux loués. La charge au titre des pertes de valeur en 2012 a trait aux actifs non sectoriels de la Société.

Les chiffres correspondants de 2011 et de 2010 figurant dans le tableau ci-dessus ont été mis à jour afin que les profits et pertes de couverture latents liés aux contrats financiers dérivés sur l'électricité de la Société soient présentés dans les frais de transport et de traitement. Auparavant, ils étaient pris en compte dans les charges opérationnelles. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 2 annexe aux états financiers consolidés.

## Autres résultats opérationnels

### Charges

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	53 \$	50 \$	46 \$
Charges administratives	392	350	362
Intérêts	522	468	501
(Profit) perte de change, montant net	(107)	133	(251)
Autres	1	21	2
	<b>861 \$</b>	<b>1 022 \$</b>	<b>660 \$</b>

De 2011 à 2012, les charges administratives ont augmenté, et ce, en raison essentiellement de la hausse des coûts de rémunération à long terme qui ont été constatés et des frais juridiques.

La charge d'intérêts de 2012 a dépassé celle de 2011 à cause de l'augmentation des commissions d'attente exigées pour les facilités de crédit bancaires renouvelables engagées et disponibles, de la diminution du montant de recouvrement des intérêts courus sur les économies d'impôt non constatées et des intérêts liés au projet d'immeuble à bureaux The Bow. En 2012, la charge d'intérêts sur la dette à long terme a été comparable à celle de 2011. Le projet d'immeuble à bureaux The Bow est analysé plus longuement à la rubrique « Obligations contractuelles et éventualités » du présent rapport de gestion.

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

### Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
Impôt sur le résultat exigible	(200) \$	(195) \$	(213) \$
Impôt sur le résultat différé	(1 837)	212	1 189
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	<b>(2 037) \$</b>	<b>17 \$</b>	<b>976 \$</b>

En 2012, l'impôt sur le résultat exigible a représenté une économie de 200 M\$, comparativement à des économies de 195 M\$ en 2011 et de 213 M\$ en 2010. Les économies d'impôt sur le résultat exigible s'expliquent essentiellement par le report rétrospectif de pertes fiscales sur des exercices antérieurs.

Le total de la charge d'impôt en 2012 a représenté une économie de 2 037 \$, comparativement à une charge de 17 M\$ en 2011, et a résulté de la diminution du résultat net avant impôt, diminution principalement attribuable à la hausse des pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier, au repli des prix des marchandises et à l'inversion de profits de couverture latents. Comparativement à celui de 2010, le total de la charge d'impôt en 2011 a diminué de 959 M\$ en raison du recul du résultat net avant impôt, ce qui a découlé en grande partie des pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier, de la contraction des prix du gaz naturel, de la diminution des profits de couvertures réalisés et latents et d'une perte de change latente.

Pour 2012, le taux d'impôt effectif annuel d'Encana a été de 42 %, ce qui tient compte de l'économie d'impôt à laquelle a donné lieu la transaction relative à Cutbank Ridge qu'elle a conclue avec Mitsubishi au premier trimestre. Le taux d'impôt effectif d'Encana dépend de son résultat, des économies et charges fiscales résultant d'éléments comme l'impôt sur les sorties d'actifs et les transactions ainsi que les ajustements des comptes connexes, le financement international et les portions non imposables des gains et pertes en capital.

Le taux d'impôt effectif diffère du taux d'impôt prévu par la loi au Canada en raison des écarts permanents, des taux d'impôt 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 transactions ainsi que les ajustements des comptes connexes, le financement international, les portions non imposables des gains et pertes en capital et l'effet des changements apportés aux lois.

Les interprétations, règlements et lois de nature d'ordre fiscal qui sont en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. En conséquence, certaines questions fiscales sont à l'étude. La Société estime que sa charge d'impôt est suffisante.

## Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
Flux de trésorerie nets liés aux			
Activités opérationnelles	3 107 \$	3 927 \$	2 329 \$
Activités d'investissement	361	(3 631)	(4 729)
Activités de financement	(1 111)	(194)	(1 284)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents libellés en monnaies étrangères	22	(1)	2
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	2 379 \$	101 \$	(3 682) \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	3 179 \$	800 \$	699 \$

## Activités opérationnelles

En 2012, les flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles se sont établis à 3 107 M\$, en baisse de 820 M\$ par rapport à ceux de 2011. Les flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles en 2011, au montant de 3 927 M\$, ont augmenté de 1 598 M\$ par rapport à ceux de 2010. Ces variations ont découlé de celles des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. En 2012, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un déficit de 323 M\$, comparativement à des déficits de 15 M\$ en 2011 et de 1 998 M\$ en 2010. La variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2010 reflète un versement d'impôt non récurrent de 1 775 M\$ lié à la liquidation de la coentreprise canadienne de pétrole et de gaz de la Société.

Le fonds de roulement positif de la Société s'élevait à 2 865 M\$ au 31 décembre 2012, en regard de 881 M\$ au 31 décembre 2011. L'accroissement du fonds de roulement tient principalement de la hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, de la baisse des dettes fournisseurs et charges à payer et de la diminution du passif d'impôt différé, ce qui a été atténué par le recul des actifs liés à la gestion des risques. Au 31 décembre 2012, le fonds de roulement incluait une trésorerie et des équivalents de trésorerie totalisant 3 179 M\$, contre

800 M\$ au 31 décembre 2011. Encana prévoit continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

## Activités d'investissement

---

En 2012, des flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement se chiffrant à 361 M\$ ont été enregistrés, alors qu'en 2011, des flux de trésorerie nets de 3 631 M\$ ont été affectés à de telles activités. Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement ont résulté essentiellement de la hausse du produit tiré des sorties d'actifs et de la baisse des dépenses d'investissement. Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement en 2011, soit 3 631 M\$, ont fléchi de 1 098 M\$ en regard de ceux de 2010 grâce au produit plus élevé qu'ont généré les sorties d'actifs. L'origine de ces variations est exposée plus en détail à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

En 2012, les flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement ont également tenu compte de fonds en réserve de 415 M\$ qui ont été libérés, comparativement à des fonds entiers de 383 M\$ en 2011. Les fonds en réserve comprennent les sommes reçues de contreparties en lien avec des actifs contrôlés conjointement. Au 31 décembre 2011, la Société avait aussi des sommes entières en vue d'un possible échange de biens équivalents aux fins de l'impôt sur le résultat des États-Unis.

## Activités de financement

---

### Dettes à long terme

Au 31 décembre 2012, la tranche courante de la dette à long terme d'Encana se chiffrait à 500 M\$, contre 492 M\$ au 31 décembre 2011. Exclusion faite de la tranche courante, sa dette à long terme totalisait 7 175 M\$ au 31 décembre 2012 et 7 658 M\$ au 31 décembre 2011. La dette à long terme a fléchi entre les 31 décembre 2011 et 2012 en raison du remboursement des 500 M\$ CA de billets à 4,30 % de la Société qui sont venus à échéance le 12 mars 2012. Il n'y avait aucun encours sur les effets de trésorerie ou les facilités de crédit renouvelables de la Société aux 31 décembre 2012 et 2011.

En novembre 2011, Encana a réalisé aux États-Unis un appel public à l'épargne portant sur des billets non garantis de premier rang, billets qu'elle a émis en deux séries totalisant 1,0 G\$. La première, d'un montant de 600 M\$, a été sous forme de billets assortis d'un taux d'intérêt nominal de 3,90 % et échéant le 15 novembre 2021. La seconde, qui s'est chiffrée à 400 M\$, était composée de billets portant intérêt au taux nominal de 5,15 % et échéant le 15 novembre 2041. Le produit du placement a servi à rembourser une partie de la dette en effets de trésorerie d'Encana, dont une tranche a été engagée afin de rembourser 500 M\$ de billets d'Encana à 6,30 % venus à échéance le 1<sup>er</sup> novembre 2011.

### Facilités de crédit et prospectus préalables

Encana dispose de deux facilités de crédit bancaires renouvelables consenties, et a déposé deux prospectus préalables, l'un portant sur des titres en dollars canadiens et l'autre sur des titres en dollars américains.

Au 31 décembre 2012, Encana disposait de facilités de crédit bancaires renouvelables consenties inutilisées de 5,0 G\$.

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

Au 31 décembre 2012, la capacité d'émission dont disposait Encana en vertu de ses prospectus préalables s'élevait à 6,0 G\$.

- Encana a déposé un prospectus préalable qui lui permet d'émettre à l'occasion jusqu'à 2,0 G\$ CA (2,0 G\$), ou l'équivalent en monnaies étrangères, de titres d'emprunt au Canada. Au 31 décembre 2012, aucun titre n'avait été émis aux termes de ce prospectus. Toute émission est fonction des conditions du marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en juin 2013 et il devrait être renouvelé.
- Encana a déposé un prospectus préalable qui lui permet d'émettre à l'occasion jusqu'à 4,0 G\$, ou l'équivalent en monnaies étrangères, de titres d'emprunt aux États-Unis. Au 31 décembre 2012, aucun titre n'avait été émis aux termes de ce prospectus. Toute émission est fonction des conditions du marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en juin 2014.

À l'heure actuelle, Encana se conforme à toutes les clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées par les conventions régissant ses facilités de crédit et elle prévoit continuer de s'y conformer. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés afin de s'assurer que la Société respecte la clause restrictive selon laquelle elle doit maintenir son ratio dette/capitaux permanents ajustés à moins de 60 %. Les définitions utilisées dans la clause restrictive exigent que les capitaux permanents soient ajustés en fonction des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier et constatées au 31 décembre 2011. Le ratio dette/capitaux permanents ajustés s'établissait à 37 % au 31 décembre 2012 et à 33 % au 31 décembre 2011.

### **Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités**

En 2011 et en 2010, Encana a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de racheter des actions ordinaires aux termes d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« OPRA »). Encana avait le droit de racheter pour annulation jusqu'à 36,8 millions d'actions ordinaires en vertu de l'OPRA, qui est entrée en vigueur le 14 décembre 2010 et qui a pris fin le 13 décembre 2011. La Société n'a pas renouvelé son OPRA pour 2012 et n'a pas racheté d'actions ordinaires en 2012 ni en 2011. En 2010, la Société a racheté environ 15,4 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totalisant environ 499 M\$.

### **Dividendes**

Encana verse, à la discrétion du conseil d'administration, des dividendes trimestriels. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, ses dividendes ont été de 0,80 \$ par action ordinaire, pour un total de 588 M\$ (0,80 \$ par action et total de 588 M\$ en 2011; 0,80 \$ par action et total de 590 M\$ en 2010).

Le 13 février 2013, le conseil a déclaré un dividende de 0,20 \$ par action payable le 28 mars 2013 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2013.

### **Données relatives aux actions en circulation**

Au 31 décembre 2012 et au 19 février 2013, le nombre d'actions ordinaires d'Encana en circulation s'établissait à 736,3 millions (736,3 millions au 31 décembre 2011; 736,3 millions au 31 décembre 2010).

Dans le cadre du régime d'options sur actions destiné aux membres du personnel d'Encana, des options visant l'achat d'actions ordinaires sont attribuées à ceux qui y sont admissibles. Au 31 décembre 2012, il y avait en cours environ 29,8 millions d'options sur actions assorties de droits à l'appréciation des actions jumelés (« DAAJ ») (20,7 millions d'options exerçables). Un DAAJ donne au porteur de l'option le droit de recevoir un paiement en trésorerie égal à l'excédent du cours du marché des actions ordinaires d'Encana au moment de l'exercice sur le prix d'attribution initial. L'exercice d'un DAAJ contre un paiement en trésorerie n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires d'Encana et n'a donc pas d'effet dilutif. Dans le passé, la plupart des porteurs de ces options ont choisi de les exercer en tant que DAAJ contre un paiement en trésorerie.

Depuis 2011, des droits à la valeur des actions soumis à restrictions (« DVASR ») sont attribués aux membres du personnel admissibles et leur permettent de recevoir une action ordinaire d'Encana, ou son équivalent en trésorerie, au gré d'Encana et lorsque les DVASR sont acquis, conformément aux modalités du régime de DVASR et de la convention d'attribution qui s'y rapporte. Un DVASR vaut théoriquement une action ordinaire



d'Encana. Au 31 décembre 2012, il y avait en cours quelque 3,6 millions de DVASR qui deviennent acquis trois ans après la date de leur attribution. La Société entend régler les DVASR en trésorerie à leur date d'acquisition. Un règlement en trésorerie n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires d'Encana et n'a donc pas d'effet dilutif.

## Structure du capital

La structure du capital de la Société se compose des capitaux propres et de la dette à long terme, y compris la partie courante. Par sa gestion du capital la Société vise divers objectifs, notamment maintenir la souplesse financière nécessaire pour préserver son accès aux marchés financiers ainsi que sa capacité de s'acquitter de ses obligations financières et de financer sa croissance interne et des acquisitions potentielles. Encana a, depuis longtemps, pour pratique de gérer son capital avec rigueur et de gérer sa structure du capital ainsi que d'y apporter des ajustements en fonction des conditions du marché de sorte à préserver sa souplesse financière tout en atteignant ses objectifs.

Pour gérer sa structure du capital, la Société peut modifier ses dépenses d'investissement ainsi que les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions aux fins d'annulation aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal des activités, émettre de nouvelles actions et de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser sa dette. Dans le cadre de la gestion de sa structure du capital, la Société surveille plusieurs mesures financières non conformes aux PCGR qui lui servent d'indicateurs de sa santé financière générale. Les mesures financières que surveille actuellement la Société sont présentées ci-dessous.

(31 décembre)	2012	2011	2010
Ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette <sup>1)</sup>	1,1 x	1,6 x	1,5 x
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette <sup>1)</sup>	2,0 x	1,8 x	1,6 x
Ratio dette/BAIIA ajusté <sup>1)</sup>	2,0 x	1,9 x	1,6 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés <sup>1)</sup>	37 %	33 %	

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

## Obligations contractuelles et éventualités

### Obligations contractuelles

Le tableau qui suit résume les obligations de nature contractuelle de la Société, y compris ses engagements, au 31 décembre 2012.

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus					Par la suite	Total
	2013	2014	2015	2016	2017		
Dette à long terme <sup>1)</sup>	500 \$	1 000 \$	- \$	- \$	700 \$	5 454 \$	7 654 \$
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	34	52	47	59	60	4 073	4 325
Autres obligations à long terme	86	93	93	94	95	2 120	2 581
Contrats de location-acquisition	82	97	97	97	97	354	824
Obligations <sup>2)</sup>	702	1 242	237	250	952	12 001	15 384
Transport et traitement	905	970	991	868	829	5 030	9 593
Forage et services aux champs pétroliers	366	114	70	48	21	51	670
Contrats de location simple	51	48	44	38	29	71	281
Engagements	1 322	1 132	1 105	954	879	5 152	10 544
Total des obligations contractuelles	2 024 \$	2 374 \$	1 342 \$	1 204 \$	1 831 \$	17 153 \$	25 928 \$
Recouvrements de contrats de sous-location	(44) \$	(46) \$	(46) \$	(47) \$	(47) \$	(1 049) \$	(1 279) \$

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

2) La Société a comptabilisé des passifs de 10 983 M\$ en lien avec ces obligations.

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

Les autres obligations à long terme concernent un bail de 25 ans conclu avec un promoteur immobilier non lié pour le projet d'immeuble à bureaux The Bow. Encana a comptabilisé les coûts de construction cumulés de ce projet comme un actif et a inscrit un passif correspondant. En juillet 2012, Encana a commencé à occuper une partie des locaux à bureaux de l'immeuble The Bow et à effectuer des paiements au promoteur immobilier non lié. À l'expiration du bail de 25 ans, l'actif résiduel et le passif correspondant devraient être décomptabilisés. Encana a sous-loué une partie des locaux à bureaux de l'immeuble The Bow à une filiale de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus »). Les recouvrements par la sous-location indiqués dans le tableau ci-dessus tiennent compte des montants qui devraient être recouverts auprès de Cenovus. Les paiements non actualisés d'Encana relativement à The Bow totalisent 2 581 M\$ et de ce montant, une tranche de 1 279 M\$ devrait être recouvrée auprès de Cenovus.

Les contrats de location-acquisition comprennent essentiellement l'engagement lié aux installations de production de Deep Panuke, lesquelles ont été comptabilisées comme une immobilisation en cours de construction à laquelle correspond un passif de 612 M\$. Au démarrage des activités, Encana constatera les installations de production dans les contrats de location-acquisition. Les paiements contractuels non actualisés d'Encana sont limités à 711 M\$ (montant actualisé de 564 M\$).

Outre ceux figurant dans le tableau ci-dessus, Encana a des engagements de mise en valeur qu'elle a pris auprès de ses coentreprises dans le cadre des ententes qu'elle a conclues en 2012. Une partie de ces engagements peut être acquittée par voie de ceux relevant du forage et des services aux champs indiqués dans le tableau ci-dessus. Pour de plus amples renseignements sur les principaux engagements d'Encana, se reporter aux rubriques « Faits saillants des investissements en 2012 » de la section qui traite des résultats des divisions.

Outre le total des obligations contractuelles présenté ci-dessus, Encana a pris des engagements dans le cadre de son programme de gestion des risques et est également tenue de capitaliser son régime de retraite à prestations définies et ses autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Des informations supplémentaires sont données respectivement aux notes 19 et 17 annexes aux états financiers consolidés. La Société prévoit financer ses engagements de 2013 par les flux de trésorerie ainsi que par la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

## Éventualités

Encana est partie à diverses poursuites et actions en justice intentées dans le cours de ses activités. Même si le résultat de ces réclamations ne peut être établi avec certitude, la Société ne s'attend pas à ce que ces questions nuisent considérablement à sa situation financière, à ses flux de trésorerie ou à ses résultats 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 poursuites sont constatées si la Société juge que la perte est probable et que son montant peut être estimé avec une certitude raisonnable. La Société estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard.

## Résultats d'une enquête indépendante

En juin 2012, les administrateurs indépendants d'Encana ont donné à leur président, M. David O'Brien, l'autorisation de superviser une enquête portant sur des allégations de collusion avec des concurrents relativement à un bail immobilier conclu au Michigan en 2010. Les services d'avocats indépendants ont été retenus aux États-Unis comme au Canada afin que puisse être menée une enquête approfondie, sans le concours de la direction de la Société. En se fondant sur les résultats de l'enquête, le conseil a conclu qu'Encana n'avait pas participé à la collusion alléguée. La Société a reçu une assignation à témoigner de la division antitrust du département de la Justice des États-Unis et une demande d'enquête au civil du secrétaire à la Justice du Michigan; elle coopère entièrement avec les deux organismes dans le cadre de leurs enquêtes. Il est possible qu'Encana devienne défenderesse ou soit partie dans des poursuites en justice éventuelles, notamment des recours collectifs, se rapportant à des questions liées aux allégations.

## Gestion des risques

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

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

Les risques qui entachent la réputation d'Encana, ou qui sont susceptibles de l'entacher, sont généralement de nature stratégique ou portent sur des problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement, puis gérés. En revanche, des problèmes imprévus peuvent parfois obliger la Société à intervenir d'urgence. Encana adopte une attitude proactive 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 faibles coûts, et qui lui permet 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 d'atténuer ou réduire le risque.

### Risques financiers

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

Les risques financiers comprennent notamment :

- les prix du gaz naturel et des liquides sur le marché;
- le crédit et la liquidité;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt.

Encana atténue les risques financiers auxquels elle est exposée au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques. Le recours à des instruments financiers dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par le conseil d'administration. Toutes les conventions visant des dérivés financiers sont conclues avec d'importantes institutions financières au Canada et aux États-Unis ou avec des contreparties jouissant de cotes de solvabilité de première qualité. Encana a adopté des politiques et des procédures relativement à la documentation et aux approbations requises pour l'utilisation d'instruments financiers dérivés et elle en lie expressément l'utilisation, dans le cas de marchandises, à l'atténuation du risque de prix pour atteindre ses objectifs au chapitre du rendement des investissements et de la croissance, tout en maintenant les ratios financiers prescrits.

Pour réduire le risque lié aux prix des marchandises, la Société peut conclure des opérations qui établissent un prix plancher et un prix plafond. Afin de se protéger contre la variation des écarts de prix régionaux, Encana conclut des opérations qui visent à gérer l'écart de prix entre ses zones de production et différents points de vente. Des renseignements supplémentaires, notamment le détail des instruments financiers d'Encana en date du 31 décembre 2012, figurent à la note 19 annexe aux états financiers consolidés.

Les risques de contrepartie et de crédit font l'objet d'une gestion régulière et proactive. Une part substantielle du risque de crédit d'Encana concerne ses clients du secteur du pétrole et du gaz ou des institutions financières. Le risque de crédit est atténué par des politiques de crédit qu'approuve le conseil d'administration et qui régissent le portefeuille des créances de la Société, notamment les pratiques en matière de crédit qui permettent de limiter les opérations et d'accorder des conditions de paiement selon la cote de solvabilité des contreparties.

Encana gère son risque de liquidité au moyen de programmes de gestion de la trésorerie et de la dette. La Société a accès à des équivalents de trésorerie ainsi qu'à un large éventail de sources de financement à des taux concurrentiels, tels des effets de trésorerie, des facilités de crédit bancaires renouvelables et les marchés des capitaux d'emprunt. Encana surveille de près sa capacité à accéder à du crédit à des conditions avantageuses et à disposer de liquidités suffisantes pour financer ses dépenses d'investissement ainsi que le versement de dividendes. La Société réduit son risque de liquidité en gérant sa structure financière. Pour la gérer, elle peut modifier ses dépenses d'investissement et les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions pour les annuler aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal des activités, émettre de nouvelles actions et de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser sa dette.

Afin d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, Encana peut conclure des contrats de change. Les profits ou pertes sur ces contrats sont constatés au moment de leur règlement. En maintenant ses activités aux États-Unis et au Canada, Encana bénéficie, dans une certaine mesure, d'une couverture naturelle à l'égard du risque de change.

Encana contracte aussi des emprunts en dollars américains et en dollars canadiens afin de gérer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre les deux monnaies. Tout en émettant directement des titres d'emprunt libellés en dollars américains, la Société peut conclure des swaps croisés de devises à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la composition, en dollars américains ou en dollars canadiens, de sa dette.

La Société peut atténuer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en contractant des emprunts à taux fixe et à taux variable. Encana peut conclure à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen additionnel de gérer la composition du portefeuille d'emprunts à taux fixe et variable.

### Risques liés aux activités opérationnelles

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

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

La capacité de la Société d'exercer ses activités, de générer des flux de trésorerie, de mener à bien ses projets et de valoriser ses réserves et ses ressources est exposée à des risques financiers, y compris ceux concernant les prix des marchandises dont il a été fait mention, 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 afin de pouvoir remplir ses engagements, les questions législatives, environnementales et réglementaires, les augmentations de coûts imprévues, les redevances, l'impôt, la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides, la disponibilité du matériel de forage et d'autres pièces de matériel, la capacité d'accéder à des terrains, la capacité d'accéder à l'eau pour les activités de fracturation hydraulique, les conditions météorologiques, la disponibilité de la capacité de traitement, la disponibilité et la proximité de la capacité des pipelines, les défaillances techniques, les accidents, la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée et la qualité des réservoirs. Si Encana est dans l'impossibilité d'acquérir ou de découvrir des réserves et des ressources supplémentaires de gaz naturel et de liquides, ses réserves, ses ressources et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels. Ses flux de trésorerie dépendent donc grandement de l'exploitation fructueuse des réserves et des ressources actuelles ainsi que de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves et de ressources supplémentaires. Pour atténuer ces risques et dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la Société sont évalués à la lumière de tous les risques, y compris le risque géologique et le risque technique.

En outre, des équipes responsables des actifs procèdent à un examen approfondi des programmes de dépenses d'investissement antérieurs dans le but de repérer les éléments clés de connaissance qui se dégagent, lesquels comprennent souvent des éléments opérationnels qui ont eu une incidence positive ou négative sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont élaborés à l'égard des questions opérationnelles qui ont eu une incidence défavorable sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés à celui du projet pour l'exercice. Ces résultats sont analysés annuellement pour les besoins du programme de dépenses d'investissement d'Encana, et les résultats ainsi que les enseignements tirés sont diffusés dans toute l'entreprise.

Le contrôle par les pairs permet de s'assurer que le risque que pose le projet d'investissement est bien évalué et que les renseignements le concernant sont diffusés dans toute l'entreprise. Ce contrôle est effectué principalement dans le cas de projets de prospection et de zones de ressources qui en sont à leurs premières phases, mais il peut s'appliquer à n'importe quel type de projet.

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

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

La Société a à cœur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes, notamment aux autorités de réglementation. Les activités de la Société sont exposées à l'ensemble des risques opérationnels associés normalement à la prospection, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN, ainsi qu'à l'exploitation d'installations médianes. Lorsqu'elle évalue l'importance des facteurs de risque liés à l'environnement, Encana tient compte de plusieurs facteurs qualitatifs et quantitatifs, notamment en matière de finances, d'exploitation, de réputation et de réglementation en ce qui a trait au facteur de risque relevé. Ces risques sont gérés par l'application de politiques et de normes conformes ou supérieures à la réglementation publique et aux normes sectorielles. Encana dispose en outre d'un système qui lui permet de repérer, de mesurer et de maîtriser les risques liés à la sécurité et à l'environnement, et qui prévoit la transmission régulière de rapports à la direction générale et au conseil d'administration. Le comité de la responsabilité générale, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'Encana recommande l'approbation de la politique environnementale de la Société et surveille l'observation des lois et des règlements publics. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités quotidiennes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. La Société a adopté des plans d'urgence afin de pouvoir intervenir rapidement en cas d'accident écologique et elle applique des stratégies de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement.

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

L'un des procédés que surveille Encana a trait à la fracturation hydraulique. Utilisée dans l'ensemble de l'industrie pétrolière et gazière, la fracturation hydraulique fait appel à des fluides de fracturation aux fins de la mise en valeur d'un réservoir. Ce procédé est utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière depuis environ 60 ans. Encana a recours à diverses techniques afin de bien évaluer l'impact de chaque opération de fracturation hydraulique qu'elle entreprend. Dans l'ensemble des activités d'Encana, la gestion et la protection rigoureuses de l'eau forment une composante essentielle de ce processus.

Les procédés de fracturation hydraulique font l'objet d'une réglementation stricte de la part de divers organismes provinciaux ou d'État. Encana respecte, voire dépasse, les exigences des autorités de réglementation. Le gouvernement fédéral des États-Unis, celui du Canada ainsi que les gouvernements de certains États américains et de certaines provinces canadiennes examinent actuellement divers aspects du cadre scientifique,

réglementaire et politique dans lequel les opérations de fracturation hydraulique sont menées. À l'heure actuelle, ces gouvernements sont surtout occupés à recueillir, examiner et évaluer l'information technique concernant la fracturation hydraulique et n'ont pas donné de détails concernant des modifications effectives, proposées ou envisagées au cadre réglementaire qui la régit. Cependant, les obligations d'information d'ordre chimique se font plus nombreuses dans plusieurs des territoires où la Société exerce ses activités. De plus, il est prévu que des exigences concernant la distance de retrait des puits et l'échantillonnage d'eau seront instaurées dans l'État du Colorado en 2013.

L'Environmental Protection Agency (« EPA ») des États-Unis continue d'analyser les conséquences environnementales possibles de la fracturation hydraulique, notamment en ce qui concerne les sources d'eau potable et la santé publique. En 2011, l'EPA a publié un projet de rapport décrivant les résultats de son étude des eaux souterraines au champ de gaz naturel Pavillion d'Encana, au Wyoming. Bien que l'EPA ait publié d'autres données d'analyse en 2012, son projet de rapport n'a pas encore fait l'objet d'une vérification scientifique de la part d'un tiers compétent. Toute indication de liens potentiels entre la fracturation hydraulique et la qualité des eaux souterraines pourrait avoir des conséquences sur les projets actuels et à venir de la Société, en plus d'entraîner des coûts de conformité.

Encana s'est engagée à communiquer l'information d'ordre chimique relative à la fracturation hydraulique et elle est favorable à une telle communication. Encana participe au *FracFocus Chemical Disclosure Registry* aux États-Unis ainsi qu'à ses versions que l'Alberta et la Colombie-Britannique ont adoptées. Encana collabore avec les intervenants de l'industrie, les associations professionnelles, les fournisseurs de fluides et les autorités de réglementation pour déterminer, élaborer et proposer les meilleures pratiques responsables au chapitre de la fracturation hydraulique. On peut obtenir de plus amples renseignements sur la fracturation hydraulique sur le site Web de la Société, à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).

### **Changements climatiques**

Des gouvernements fédéraux et divers gouvernements de provinces ou d'États ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et certaines autres émissions atmosphériques, tandis que d'autres administrations ont déjà fourni des indications concernant ces règlements. D'autres administrations devraient aussi annoncer des régimes de réduction des émissions dans l'avenir. Comme ces programmes fédéraux et régionaux sont en cours d'élaboration, Encana n'est pas en mesure de prédire l'incidence globale de la réglementation à venir sur ses activités. Il est par conséquent possible que la Société doive, pour se conformer aux lois relatives aux émissions de GES, subir des hausses de ses charges opérationnelles et de ses dépenses d'investissement. Cependant, Encana continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une stratégie en matière de changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité et soutenir les investissements dans le secteur.

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

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

Aux États-Unis, la loi intitulée *American Clean Energy and Security Act* (« ACESA »), adoptée par la Chambre des représentants en juin 2009, n'a pas été entérinée par le Sénat en 2010. L'ACESA proposait l'établissement d'un régime de plafonnement et d'échange de GES et prévoyait des encouragements au développement d'énergies renouvelables. Par la suite, l'administration américaine actuelle a confié à l'EPA le nouveau mandat de réglementer les émissions de GES en vertu de la loi intitulée *Clean Air Act*. En vertu de cette loi, l'EPA est tenue de fixer des normes propres à chaque secteur et concernant les sources nouvelles et existantes qui émettent des GES au-delà d'un certain seuil. Jusqu'à maintenant, l'EPA n'a fait aucune annonce importante à propos de l'élaboration ou de la mise en œuvre de normes visant spécifiquement le secteur et portant sur la prospection et la production de pétrole et de gaz. Encana continuera de suivre l'évolution de la situation en 2013.

Le gouvernement canadien a annoncé qu'il harmonisera sa législation sur les émissions de gaz à effet de serre avec celle des États-Unis. Comme l'approche qu'adoptera le gouvernement américain et la date à laquelle il le fera demeurent inconnues, on ne sait si ces gouvernements instaureront une législation sur les émissions de gaz à effet de serre visant tous les secteurs d'activité ou portant sur des secteurs précis ni quels mécanismes de conformité pourront être employés par certains émetteurs de ces gaz.

Encana compte poursuivre ses efforts en vue de réduire l'intensité de ses émissions et d'accroître son efficacité énergétique. Les efforts de la Société relativement à la gestion des émissions reposent essentiellement sur les éléments suivants :

- l'importance accordée à l'efficacité énergétique et à la mise au point de technologies pour réduire les émissions de GES;
- sa participation à l'élaboration de pratiques exemplaires pour l'ensemble du secteur;
- la pondération de sa production en gaz naturel.

Encana a adopté une stratégie proactive concernant le respect des exigences de la réglementation en matière de carbone. Cette stratégie est composée des trois grands volets suivants :

- *Gérer activement les coûts.* Lorsque la réglementation entrera en vigueur, un coût sera attribué aux émissions d'Encana (ou à une partie de ces émissions) et, même si ces émissions ne sont pas importantes à ce stade, elles font l'objet d'une gestion étroite afin de respecter les règlements. Des éléments comme un suivi efficace des émissions et l'observation de la consommation de carburant de la Société lui permettront de se concentrer sur la réduction des coûts.
- *Prévoir les signaux de prix et y réagir.* À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires où Encana exerce ses activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. La Société a mis de l'avant une initiative d'efficacité environnementale afin d'accroître l'efficacité énergétique de ses activités. Le prix des réductions éventuelles de carbone joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu du carbone, Encana essaie également, lorsque cela convient, de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.
- *Travailler de pair avec les groupes sectoriels.* Encana continue de collaborer avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et d'initiatives dans ce domaine. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions permet à la Société d'acquérir des connaissances utiles qu'elle emploie pour ébaucher différentes stratégies de gestion de ses émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios fournissent des renseignements utiles aux processus de planification à long terme d'Encana et à son analyse des conséquences des tendances en matière de réglementation.

Encana surveille l'évolution des nouvelles politiques et lois en matière de changements climatiques et tient compte des coûts connexes du carbone dans sa planification stratégique. La direction et le conseil d'administration analysent l'incidence d'un éventail de scénarios de réduction des émissions de carbone sur la stratégie de la Société en fonction de coûts s'échelonnant entre environ 10 \$ et 80 \$ la tonne d'émissions et de différents niveaux de couverture des émissions. Encana examine également l'incidence de la réglementation

relative au carbone sur ses principaux projets. Malgré l'incertitude entourant la réglementation future en la matière, Encana projette de continuer à évaluer le coût du carbone par rapport à ses investissements, selon une série de scénarios.

Encana est consciente que les émissions de carbone comportent un coût. Elle est persuadée que la réglementation sur les GES et les coûts du carbone, compte tenu de différents niveaux de prix, ont été pris en considération adéquatement dans le cadre de la planification et de l'analyse de scénarios. Encana estime que sa stratégie à l'égard des zones de ressources représente un moyen efficace de mettre en valeur les ressources, de générer des rendements pour les actionnaires et de coordonner l'ensemble des objectifs environnementaux à l'égard du carbone, des émissions atmosphériques, de l'eau et du sol. Encana s'engage à être transparente avec ses parties prenantes et les tiendra informées des répercussions de ces questions sur ses activités. De plus amples renseignements sur les émissions de GES d'Encana sont présentés dans son rapport sur la responsabilité, lequel peut être consulté sur son site Web, à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).

## Méthodes et estimations comptables

### Estimations comptables cruciales

La direction est tenue, aux fins de l'application de ses méthodes et pratiques comptables, de poser des jugements et des hypothèses et de faire des estimations qui ont une incidence importante sur les résultats financiers de la Société. Un sommaire des méthodes comptables significatives d'Encana est présenté à la note 1 des états financiers consolidés de 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 applique la capitalisation du coût entier selon les PCGR des États-Unis pour ses activités liées au gaz naturel, au pétrole et aux LGN. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur le résultat net, puisqu'elles constituent un élément essentiel des calculs de l'épuisement et des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier. Une révision à la baisse des estimations des réserves peut accroître les charges d'épuisement ainsi qu'entraîner une perte de valeur découlant des tests de plafonnement. Une 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 de l'impôt différé connexes. Le plafonnement du centre de coûts correspond au total des flux de trésorerie nets futurs après impôt attendus des réserves prouvées, selon un calcul conforme aux exigences de la SEC, d'après les prix moyens des 12 derniers mois et les coûts de mise en valeur et de production futurs non actualisés, flux actualisés au taux de 10 %, majorés des coûts des biens non prouvés. Le prix moyen des 12 derniers mois correspond à la moyenne des prix le premier jour de chaque mois de cette période. Tout excédent de la valeur comptable sur le montant du plafonnement calculé est constaté comme une perte de valeur dans le résultat net. En 2012 et en 2011, Encana a comptabilisé des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement, pertes qui sont exposées plus en détail à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

Toutes les réserves et ressources de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana sont évaluées une fois l'an par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants qui rédigent un rapport sur celles-ci. L'estimation des réserves est une démarche subjective et est basée sur des données techniques, des taux de production futurs projetés et le calendrier des dépenses futures, facteurs qui font tous l'objet de nombreuses incertitudes et de diverses interprétations. Les estimations des réserves pourront être révisées à la hausse ou à la baisse selon les résultats des forages futurs, les essais, les niveaux de production et les possibilités économiques de récupération.



## Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

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

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

## Goodwill

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

La juste valeur utilisée pour le test de dépréciation s'appuie sur des estimations des flux de trésorerie futurs actualisés, qui reposent elles-mêmes sur des hypothèses quant aux réserves de gaz naturel et de liquides, y compris les prix des marchandises, les coûts futurs et les taux d'actualisation. Ayant évalué son goodwill à des fins de dépréciation au 31 décembre 2012, Encana a conclu qu'aucune réduction de valeur n'était nécessaire.

## Impôt sur le résultat

Encana utilise la méthode du report variable pour comptabiliser son impôt sur le résultat. Selon cette méthode, elle comptabilise de l'impôt différé au titre de l'incidence de toute différence temporelle entre la valeur comptable et la base fiscale d'un actif ou d'un passif, en utilisant les taux d'impôt et les lois fiscales adoptés dont l'application est attendue lorsque l'actif sera réalisé et le passif réglé. L'impôt sur le résultat exigible est évalué au montant que l'on s'attend à recouvrer des administrations fiscales ou à payer à celles-ci en fonction des taux d'impôt et des lois fiscales adoptés à la fin de la période de présentation de l'information financière. L'incidence d'un changement dans les taux d'impôt ou les lois fiscales adoptés est comptabilisée en résultat net de l'exercice au cours duquel un tel changement entre en vigueur.

Encana évalue périodiquement les actifs d'impôt différé afin de s'assurer qu'ils sont réalisables. S'il est plus probable qu'improbable que ces actifs ne pourront être réalisés, une dépréciation correspondante est constatée afin d'en réduire le montant. Lorsqu'elle évalue le caractère réalisable des actifs d'impôt différé, Encana tient compte des éléments probants, tant positifs que négatifs dont elle dispose, tels que le résultat imposable obtenu dans le passé ou celui attendu dans l'avenir, les stratégies de planification fiscale auxquelles elle peut recourir et les périodes de report prospectif. Les estimations utilisées pour établir le résultat imposable prévu dans des exercices à venir sont conformes à celles utilisées pour évaluer la perte de valeur du goodwill.

La charge d'impôt intermédiaire d'Encana est déterminée au moyen d'un taux d'impôt effectif annuel estimé qui est appliqué au résultat net avant impôt réalisé depuis le début de l'exercice. Le taux d'impôt effectif annuel

estimé dépend du résultat annuel qui est prévu, des avantages fiscaux et des charges fiscales résultant d'éléments tels l'impôt sur les sorties d'actifs et d'autres transactions et les ajustements des comptes connexes, le financement international 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 à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion, Encana utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de marché découlant des prix des marchandises ainsi que des taux de change et d'intérêt. La Société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, les variations de celle-ci étant portées 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'électricité sont comptabilisés dans les frais de transport et de traitement au règlement des contrats sur l'électricité. Les profits et pertes latents sont comptabilisés en conséquence dans les produits des activités ordinaires et les frais de transport et de traitement à la fin de chaque période de présentation de l'information financière en fonction des variations de la juste valeur des contrats.

L'estimation de la juste valeur de tous les instruments dérivés est basée sur des prix cotés sur les marchés ou, en l'absence de tels prix, sur des indications et des prévisions quant aux marchés fournies par des tiers. La juste valeur estimative des actifs financiers et des passifs financiers fait l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

### **Prises de position comptables récentes**

---

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2012, Encana a adopté les mises à jour comptables suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »), ce qui n'a pas eu d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.

- 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. Les modifications ont été appliquées prospectivement et n'ont pas eu d'incidence importante sur les évaluations de la juste valeur de la Société ni sur les informations à fournir connexes.
- 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 le résultat net et le résultat global dans deux états séparés et consécutifs, ces modifications n'ont eu aucune incidence sur la présentation de ses états financiers. 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 dans le résultat net à partir du cumul des autres éléments du résultat global.

- 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, *Intangibles - Goodwill and Other*. Les modifications ont été appliquées prospectivement.

Encana sera tenue, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2013, d'adopter les mises à jour comptables indiquées ci-dessous qu'a publiées le FASB, ce qui ne devrait pas avoir une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

- L'Accounting Standards Update 2011-11, *Disclosures about Offsetting Assets and Liabilities*, et l'Accounting Standards Update 2013-01, *Clarifying the Scope of Disclosures about Offsetting Assets and Liabilities*, exigent la communication d'information sur les montants bruts et nets de certains instruments financiers admissibles à la compensation à l'état de la situation financière et de certains instruments assujettis à des accords généraux de compensation. Les modifications seront appliquées rétrospectivement et pourraient exiger la présentation d'informations supplémentaires sur les instruments financiers de la Société.
- L'Accounting Standards Update 2013-02, *Reporting of Amounts Reclassified Out of Accumulated Other Comprehensive Income*, exige la présentation d'informations plus étoffées à l'égard des montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat global. Les modifications seront appliquées rétrospectivement et pourraient exiger la présentation d'informations supplémentaires sur la Société.

## Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures utilisées dans le présent document n'ont pas de sens normalisé selon les PCGR des États-Unis et sont, par conséquent, considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Le secteur du pétrole et du gaz et Encana utilisent couramment ces mesures pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des renseignements supplémentaires concernant la liquidité de la Société et sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. Ces mesures non conformes aux PCGR sont notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie dilués par action, le résultat opérationnel, le résultat opérationnel dilué par action, les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents, le ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/BAIIA ajusté et le ratio dette/capitaux permanents ajustés. L'utilisation que fait la direction de ces mesures est examinée plus à fond ci-dessous.

## Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie constituent une mesure non conforme aux PCGR qui est couramment utilisée par le secteur du pétrole et du gaz ainsi que par Encana pour aider la direction et les investisseurs à évaluer la capacité de la Société de financer ses programmes de dépenses d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Les flux de trésorerie s'entendent de ceux liés aux activités opérationnelles, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et passifs, de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et de l'impôt à payer à la vente d'actifs.

(en millions de dollars)	2012					2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	3 107 \$	717 \$	1 142 \$	631 \$	617 \$	3 927 \$	1 005 \$	1 285 \$	980 \$	657 \$	2 329 \$
(Ajouter) déduire :											
Variation nette des autres actifs et passifs	(78)	(23)	(9)	(26)	(20)	(160)	(30)	(26)	(75)	(29)	(112)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	(323)	(56)	242	(134)	(375)	(15)	166	130	(34)	(277)	(1 998)
Impôts à payer à la vente d'actifs	(29)	(13)	(4)	(3)	(9)	(114)	(114)	-	-	-	-
<b>Flux de trésorerie</b>	<b>3 537 \$</b>	<b>809 \$</b>	<b>913 \$</b>	<b>794 \$</b>	<b>1 021 \$</b>	<b>4 216 \$</b>	<b>983 \$</b>	<b>1 181 \$</b>	<b>1 089 \$</b>	<b>963 \$</b>	<b>4 439 \$</b>

## Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste le résultat net en fonction d'éléments non opérationnels qui, selon la direction, réduisent la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la Société d'une période à l'autre. Le secteur du pétrole et du gaz et Encana présentent généralement le résultat opérationnel afin de fournir aux investisseurs une information plus comparable d'une période à l'autre.

Le résultat opérationnel s'entend du résultat net compte non tenu des éléments non récurrents ou hors trésorerie qui, selon la direction, réduisent la comparabilité de la performance financière de la Société d'une période à l'autre. Ces éléments après impôt peuvent notamment comprendre les profits ou pertes de couverture latents, les pertes de valeur, les profits ou pertes de change, l'impôt lié aux sorties d'actifs et les ajustements nécessaires à la normalisation de l'incidence de l'impôt sur le résultat calculé au moyen du taux d'impôt effectif annuel estimé.

(en millions de dollars)	2012					2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Résultat net (Ajout) / déduction après impôt :	(2 794) \$	(80) \$	(1 244) \$	(1 482) \$	12 \$	5 \$	(476) \$	459 \$	383 \$	(361) \$	2 343 \$
Gain (perte) de couverture latent(e)	(1 002)	(72)	(428)	(547)	45	600	397	273	18	(88)	634
Pertes de valeur	(3 188)	(300)	(1 193)	(1 695)	-	(1 687)	(1 105)	-	-	(582)	-
Profit (perte) de change non opérationnel	92	(66)	162	(90)	86	(99)	82	(325)	44	100	235
Ajustements au titre de l'impôt	307	62	(48)	652	(359)	-	(82)	122	(31)	(9)	-
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>997 \$</b>	<b>296 \$</b>	<b>263 \$</b>	<b>198 \$</b>	<b>240 \$</b>	<b>1 191 \$</b>	<b>232 \$</b>	<b>389 \$</b>	<b>352 \$</b>	<b>218 \$</b>	<b>1 474 \$</b>

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

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

(en millions de dollars)	2012					2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	5 160 \$	1 605 \$	1 025 \$	731 \$	1 799 \$	8 467 \$	2 461 \$	2 353 \$	1 986 \$	1 667 \$	8 870 \$
(Ajouter) déduire Profits (pertes) de couverture latent(e)s, avant impôt	(1 441)	(118)	(598)	(795)	70	854	578	400	27	(151)	947
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents	6 601 \$	1 723 \$	1 623 \$	1 526 \$	1 729 \$	7 613 \$	1 883 \$	1 953 \$	1 959 \$	1 818 \$	7 923 \$

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

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

(en millions de dollars, au 31 décembre)	2012	2011	2010
Dette	7 675 \$	8 150 \$	7 682 \$
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	3 179	800	699
Dette nette	4 496	7 350	6 983
Flux de trésorerie	3 537	4 216	4 439
Charge d'intérêts après impôt	391	344	360
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3 928 \$	4 560 \$	4 799 \$
Ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1,1 x	1,6 x	1,5 x

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

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

(en millions de dollars, au 31 décembre)	2012	2011	2010
Dette	7 675 \$	8 150 \$	7 682 \$
Flux de trésorerie	3 537	4 216	4 439
Charge d'intérêts après impôt	391	344	360
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3 928 \$	4 560 \$	4 799 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ajusté en fonction de la dette	2,0 x	1,8 x	1,6 x

## Ratio dette/BAIIA ajusté

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

(en millions de dollars, au 31 décembre)	2012	2011	2010
Dette	7 675 \$	8 150 \$	7 682 \$
Résultat net	(2 794)	5	2 343
Ajouter (déduire)			
Intérêts	522	468	501
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(2 037)	17	976
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	1 956	2 282	2 008
Pertes de valeur	4 695	2 249	-
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	53	50	46
(Profit) perte de change, montant net	(107)	133	(251)
(Profit latent) perte latente sur la gestion des risques	1 465	(879)	(945)
Autres	1	21	2
BAIIA ajusté	3 754 \$	4 346 \$	4 680 \$
Ratio dette/BAIIA ajusté	2,0 x	1,9 x	1,6 x

## Ratio dette/capitaux permanents ajustés

Le ratio dette/capitaux permanents ajustés, une mesure non conforme aux PCGR, suppose l'ajustement des capitaux permanents de sorte à prendre en compte les pertes de valeur antérieures découlant des tests de plafonnement du coût entier comptabilisées au 31 décembre 2011. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés afin de s'assurer que la Société respecte la clause restrictive qui lui est imposée par les conventions régissant ses facilités de crédit et selon laquelle elle doit maintenir son ratio dette/capitaux permanents ajustés à moins de 60 %. Les capitaux permanents ajustés comprennent la dette, les capitaux propres et un ajustement des capitaux propres pour prendre en compte les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier comptabilisées au 31 décembre 2011.

(en millions de dollars, au 31 décembre)	2012	2011
Dette	7 675 \$	8 150 \$
Capitaux propres	5 295	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	20 716 \$	24 474 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	37 %	33 %

## Mise en garde

### Énoncés prospectifs

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'Encana de l'information sur la Société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'Encana et de ses filiales, certains énoncés du présent document constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), au sens des dispositions d'exonération des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes ou expressions comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention de », « cibler », « projeter », « objectif », « stratégie », « convenir de » ou des termes ou expressions analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision. Les énoncés prospectifs du présent document comprennent notamment des déclarations sur : la réalisation de la stratégie de la Société, à savoir accroître son portefeuille déjà fort vaste de zones de ressources productrices de gaz naturel, de pétrole et de LGN; l'atteinte de ses objectifs commerciaux clés, soit préserver sa solidité financière, optimiser ses dépenses d'investissement et continuer de verser un dividende stable au fil de la croissance continue de sa production à faible coût; l'attente selon laquelle son portefeuille de réserves et de ressources économiques éventuelles que renferment ses zones de ressources affichant une forte croissance servira de fondement à sa stratégie à long terme, soit concrétiser plus rapidement la valeur de ses actifs; sa capacité de faire œuvre de pionnier dans la mise en valeur de zones d'intérêt et de tirer parti de la technologie pour exploiter ces ressources et se constituer une capacité de production à faible coût; la promotion de l'utilisation du gaz naturel en Amérique du Nord; la réalisation d'efficacités sur le plan opérationnel, la réduction des structures de coûts et le succès du modèle de centre névralgique de zones de ressources; l'attente selon laquelle ses dépenses d'investissement favoriseront l'essor de sa capacité de production à long terme ainsi que la diversification de son portefeuille de production et de ses flux de trésorerie; le projet d'accélérer l'engagement des dépenses d'investissement dans les zones de gaz naturel riches en pétrole et en liquides et de réduire au minimum celles dans les zones de gaz naturel sec; sa capacité d'attirer des investissements de tiers et l'attente selon laquelle ces investissements se traduiront par une plus grande souplesse financière; la valorisation des actifs de la Société; la réduction du risque inhérent aux zones qui en sont à leurs premiers stades et l'amélioration des rendements des projets; le produit futur que devraient générer diverses ententes de coentreprise, de partenariat et autres que la Société conclut, incluant leur implantation fructueuse, les avantages futurs prévus et la capacité de la Société de financer les coûts de mise en valeur futurs associés à ces ententes; les projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2013 (y compris les estimations relatives aux flux de trésorerie notamment par action, à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN, aux dépenses

d'investissement et à leur répartition, au montant net des sorties d'actifs, aux coûts opérationnels et à la sensibilité estimative en 2013 des flux de trésorerie et du résultat opérationnel); les estimations des réserves et des ressources; la possibilité que de futurs tests de plafonnement du coût entier révèlent des pertes de valeur et les causes de celles-ci; l'attente selon laquelle les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt qui devraient être tirés des réserves prouvées utilisées aux fins des calculs des tests de plafonnement du coût entier ne reflètent pas la juste valeur de marché des biens pétroliers et gaziers d'Encana ni les flux de trésorerie net futurs que devraient générer de tels biens; les projections quant à la suffisance de la charge d'impôt de la Société et de sa provision au titre des actions en justice; la possibilité que des poursuites en justice soient intentées en lien avec les questions relatives aux allégations de collusion avec des concurrents eu égard à un bail immobilier conclu au Michigan en 2010; la souplesse des budgets d'immobilisations et des sources de financement sur lesquelles ils reposent; les avantages du programme de gestion des risques de la Société, y compris les conséquences du recours à des instruments financiers dérivés; les projections quant à l'accès de la Société à des équivalents de trésorerie et à un large éventail de sources de financement à des taux concurrentiels; la capacité de la Société de respecter les conditions de paiement de ses fournisseurs et toutes les clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées par les conventions régissant ses facilités de crédit; les attentes quant à la législation environnementale, dont la réglementation concernant les changements climatiques et la fracturation hydraulique et l'incidence qu'elle pourrait avoir sur la Société; l'attente selon laquelle la Société financera ses engagements pour 2013 par ses flux de trésorerie; le renouvellement prévu en 2013 du prospectus préalable visant des titres en dollars canadiens; 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; et l'incidence prévue ainsi que le calendrier de diverses prises de position comptables, des modifications des règles et des normes applicables sur la Société et ses états financiers.

Les lecteurs sont priés de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les attentes sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs mettent en jeu de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques connus et inconnus et des incertitudes, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la Société dans des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, qui sont reflétés de façon explicite ou implicite dans ces énoncés prospectifs. Ces hypothèses, risques et incertitudes comprennent notamment les suivants : la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides, y compris le risque d'une baisse substantielle et prolongée et son effet défavorable sur les activités et la situation financière de la Société ainsi que la valeur et la quantité de ses réserves; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles de la Société; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; le risque que la Société soit incapable de conclure la sortie de certains actifs ou d'autres opérations ou de recevoir les montants prévus aux conventions liées aux opérations (de telles opérations peuvent comprendre des investissements de tiers, des accords d'affermage ou des partenariats, désignés de temps à autre par Encana comme « partenariats » ou « coentreprises », et les fonds reçus relativement à ces opérations qu'Encana qualifiera de temps à autre de « produit », « de prix d'achat différé » ou de « portage » et ce, quelle que soit leur forme juridique) parce que diverses conditions n'auront pas été satisfaites; l'offre et la demande de produits; la concurrence sur le marché; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la Société et de ses filiales, y compris les risques de crédit; l'imprécision des estimations des réserves ainsi que des quantités de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et des autres zones qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées, probables ou possibles ou dans les ressources éventuelles économiques, y compris les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs; les marges dégagées par les activités de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues survenant au cours de la mise en valeur de nouvelles installations; les hausses de coûts imprévues ou les difficultés techniques au cours de la construction ou de la modification d'installations de traitement; les risques liés à la technologie; la capacité de la Société d'acquérir ou de trouver de nouvelles réserves; les activités de couverture donnant lieu à des pertes réalisées ou latentes; les pertes imputables à l'interruption des activités ou à des accidents; le risque que la Société n'exploite pas tous ses biens et tous ses actifs; le risque de contrepartie; une baisse de la cote de crédit et ses conséquences négatives; des obligations d'indemnisation envers des tiers; la fluctuation des dividendes à verser; la capacité de la Société de tirer suffisamment de flux de trésorerie de ses activités opérationnelles pour s'acquitter de ses obligations actuelles et futures; la capacité de la Société de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de



construction des puits et des pipelines; la capacité de la Société d'assurer convenablement le transport de ses produits; l'évolution des lois et de la réglementation concernant les redevances, l'impôt, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone, la comptabilité et d'autres lois et règlements ou l'interprétation qui en est faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels la Société exerce ses activités; les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la Société; le risque inhérent aux écarts de base des prix; le risque résultant de l'incapacité de la Société de conclure des couvertures assorties de modalités avantageuses lui permettant de protéger son programme de dépenses d'investissement; et d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les rapports et les documents déposés par Encana auprès des autorités en valeurs mobilières. Bien qu'Encana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Les lecteurs sont priés de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont en date de ce dernier et, sauf si la loi l'exige, Encana ne s'engage nullement à les mettre à jour ou à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont expressément visés par la présente mise en garde.

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

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

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

Encana est tenue de faire état des événements et circonstances qui sont survenus dans la période visée par le présent rapport de gestion et qui pourraient raisonnablement faire en sorte que ses résultats réels s'écartent sensiblement des principaux éléments présentés dans les énoncés prospectifs pour une période qui n'est pas encore achevée et qu'Encana a déjà publiés, ainsi que les différences prévues qui pourraient en résulter. Ces renseignements figurent dans le communiqué d'Encana daté du 14 février 2013, lequel peut être consulté sur son site Web à [www.encana.com](http://www.encana.com), sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur EDGAR à [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

## **Informations sur le pétrole et le gaz**

---

Le Règlement 51-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières impose des normes de communication de l'information sur le pétrole et le gaz aux sociétés ouvertes canadiennes exerçant des activités pétrolières et gazières. 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 exigences d'information applicables aux États-Unis. Depuis 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 du Règlement 51-101. Les données conformes au protocole canadien figurent à l'Annexe A et à la rubrique « Description de l'activité » de la notice annuelle. Encana a obtenu, en date du 4 janvier 2011, une dispense à l'égard de certaines obligations aux termes

du Règlement 51-101 qui l'autorise à fournir certains renseignements conformes aux exigences d'information des États-Unis en sus des données conformes au protocole canadien. Les données conformes au protocole américain et aux PCGR des États-Unis de la Société sont présentées à la note 22 (non audité) annexe aux états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et à l'Annexe D de sa notice annuelle.

Une description des principales différences entre les obligations de communication de l'information aux termes des normes canadiennes et des normes américaines figure à la rubrique « Réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » de 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 milliards de pieds cubes (« Gpi<sup>3</sup>») équivalents (« Gpi<sup>3</sup>e »), à raison de 1 baril pour 6 kpi<sup>3</sup>. Les unités de pieds cubes équivalents peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont prises isolément. Le ratio de conversion de 6:1 est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence valable à la tête du puits.

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

### **Zone de ressources**

Encana utilise l'expression « zone de ressources » pour décrire un gisement d'hydrocarbures qu'elle sait exister sur une vaste étendue aréale ou le long d'une coupe verticale épaisse qui, par rapport à une zone classique, présente habituellement un risque moins important sur le plan géologique ou commercial ainsi qu'un taux d'épuisement moyen plus faible.

### **Devises et renvois à Encana**

---

Toute l'information contenue dans le présent rapport de gestion et dans les états financiers consolidés, ainsi que dans les données correspondantes, est présentée en dollars américains, déduction faite des redevances, sauf indication contraire. L'abréviation « \$ CA » renvoie au dollar canadien. Les résultats financiers d'Encana sont consolidés en dollars canadiens. Toutefois, la Société a adopté le dollar américain comme monnaie de présentation afin de permettre une comparaison plus directe avec d'autres sociétés pétrolières et gazières nord-américaines. Le produit des sorties d'actifs est toujours présenté avant impôt.

Pour des raisons d'ordre pratique, les termes « Encana », la « Société », « nous », « nos » et « notre » peuvent, selon le cas, s'entendre uniquement d'Encana Corporation ou comprendre également toute entité pertinente qui serait une filiale directe ou indirecte ou une société de personnes (les « filiales ») d'Encana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

### **Renseignements supplémentaires**

---

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires sur Encana Corporation dans les documents publics de la Société, y compris sa notice annuelle, sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR à [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur le site Web de la Société, à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).