



Encana Corporation

Rapport de gestion

Exercice clos le 31 décembre 2011

(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 2011, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Les états financiers consolidés et les données comparatives ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») et sont présentés en dollars américains (« US »), sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Avant 2011, la Société préparait ses états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada (« référentiel comptable antérieur »). À moins d'indication contraire, les informations comparatives ont été préparées conformément aux IFRS. Les volumes de production sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain pour le secteur du pétrole et du gaz ainsi qu'à l'information présentée par des sociétés pétrolières et gazières des États-Unis. Le terme « liquides » désigne le pétrole, les liquides de gaz naturel (« LGN ») et les condensats. Le terme « riche en liquides » est employé pour représenter les flux de gaz naturel avec les volumes de liquides connexes. Le présent document est en date du 23 février 2012.

Certaines mesures utilisées dans le présent document n'ont pas de définition normalisée selon les méthodes comptables et sont, par conséquent, considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. L'industrie du pétrole et du gaz et Encana utilisent couramment des mesures non conformes aux PCGR pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des renseignements supplémentaires concernant la liquidité de la Société et sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. Les mesures non conformes aux PCGR comprennent les flux de trésorerie, le résultat opérationnel, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), le ratio dette/BAIIA ajusté, les capitaux permanents, le ratio dette/capitaux permanents et le rendement du capital investi (« RCI »). Des renseignements supplémentaires figurent à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion, y compris les rapprochements des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie ainsi que du résultat net et du résultat opérationnel.

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

Objectifs stratégiques d'Encana

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

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

Encana s'efforce continuellement d'accroître son efficacité sur le plan de l'exploitation, de favoriser l'innovation technologique et de réduire ses structures de coûts, tout en diminuant son empreinte environnementale par l'optimisation des zones de ressources. Le modèle de plaque tournante de zones de ressources de la Société, qui utilise des installations de production hautement intégrées, permet la mise en valeur des ressources par le forage de puits multiples à partir de plates-formes d'exploitation centrales. Les activités répétitives se prêtent bien à des réductions de coûts durables par l'optimisation du matériel et des processus rendue possible par l'application de techniques d'amélioration continue.

Encana a pour stratégie de maintenir des dépenses d'investissement équilibrées afin d'assurer la croissance de sa production à long terme tout en composant avec l'incertitude du marché à court terme. La méthode appliquée par Encana en 2012 consiste à établir le montant de ses dépenses d'investissement et de ses dividendes prévus

en fonction de ses prévisions en matière de flux de trésorerie, avant le produit tiré des sorties d'actifs. Le produit tiré des sorties d'actifs prévues et des opérations en coentreprise devrait permettre une plus grande souplesse financière. Étant donné le contexte actuel d'établissement des prix du gaz naturel, la Société s'attend à une réduction du programme de dépenses d'investissement pour bon nombre de ses zones de gaz naturel les plus sèches, tandis qu'une partie croissante des dépenses d'investissement sera consacrée à diverses possibilités de prospection et de mise en valeur de zones riches en pétrole et en liquides. Encana a toujours pour priorité d'attirer les investissements de tiers afin de favoriser la mise en valeur des réserves et des ressources de la Société.

Encana a couvert environ 1 955 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j ») de sa production de gaz prévue pour 2012 grâce à des contrats à prix fixe à la NYMEX au prix moyen de 5,80 \$ par millier de pieds cubes (« kpi³ »). Encana avait également couvert environ 505 Mpi³/j de sa production de gaz naturel prévue pour 2013 au prix moyen de 5,24 \$ le kpi³. Les flux de trésorerie et les rentrées nettes de la Société bénéficieront du programme de couverture pendant les périodes caractérisées par de faibles prix.

Encana œuvre à l'élargissement de l'utilisation du gaz naturel en Amérique du Nord pour la production d'électricité, les transports et les applications industrielles. L'accès à de nouveaux marchés du gaz naturel, notamment pour d'exportation du gaz naturel liquéfié (« GNL »), fait partie de cette initiative. En 2011, Encana a fait l'acquisition d'une participation de 30 % dans le terminal d'exportation de GNL de Kitimat en Colombie-Britannique.

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

Activités d'Encana

Encana répartit ses activités en divisions qui représentent les secteurs opérationnels isolables de la Société comme suit :

- 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 au Canada. Quatre importantes zones de ressources relèvent de cette division : i) Greater Sierra dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ce qui comprend Horn River; ii) Cutbank Ridge en Alberta et en Colombie-Britannique, où se trouve Montney; iii) Bighorn dans le centre-ouest de l'Alberta et iv) Coalbed Methane (« CBM ») dans le sud de l'Alberta. La division Canada comprend aussi le projet d'exploitation de gaz naturel Deep Panuke au large de la Nouvelle-Écosse.
- La **division États-Unis** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN ainsi que les activités connexes aux États-Unis. Quatre importantes zones de ressources relèvent de cette division : i) Jonah dans le sud-ouest du Wyoming; ii) Piceance dans le nord-ouest du Colorado; iii) Haynesville, en Louisiane et iv) Texas, notamment East Texas et North Texas.
- La principale responsabilité du secteur **Optimisation des marchés** consiste en la vente de la production de la Société. Ces ventes sont prises en compte dans les divisions Canada et États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers qui accordent une souplesse opérationnelle en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Ces activités sont présentées dans le secteur Optimisation des marchés.
- Le secteur **Activités non sectorielles et autres** comprend principalement des profits ou des pertes latents inscrits à l'égard d'instruments financiers dérivés. Une fois les montants réglés, les profits et les pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur opérationnel auquel les instruments dérivés sont liés.

Le secteur Optimisation des marchés vend la quasi-totalité de la production en amont de la Société à des tiers. Les opérations conclues entre les secteurs sont évaluées à la valeur de marché et sont éliminées au moment de la consolidation. L'information financière est présentée après éliminations.

Changements relatifs aux méthodes comptables

Les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011, y compris les informations comparatives exigées pour 2010, ont été établis conformément aux IFRS. Encana a adopté les IFRS pour l'information financière de 2011 en raison du passage des PCGR du Canada aux IFRS. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Méthodes comptables et estimations » du présent rapport de gestion.

En décembre 2011, Encana a annoncé qu'elle adoptera les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») pour l'information financière de 2012. Par conséquent, elle présentera les résultats de son premier trimestre de 2012 conformément au PCGR des États-Unis. À son avis, les résultats financiers selon les PCGR des États-Unis procurent une information qui est plus directement comparable à celle des sociétés américaines similaires. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Principes comptables généralement reconnus des États-Unis » du présent rapport de gestion.

Aperçu des résultats

Faits saillants

Résultats d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 :

- Flux de trésorerie de 4 175 M\$, résultat opérationnel de 398 M\$ et résultat net de 128 M\$.
- Production moyenne totale de gaz naturel de 3 333 Mpi³/j, soit une augmentation par rapport aux 3 184 Mpi³/j de 2010.
- Production moyenne totale de pétrole et de LGN de 24,0 milliers de barils (« kb ») par jour (« kb/j »), comparativement à 22,8 kb/j en 2010.
- Gains de couverture réalisés sur le gaz naturel et d'autres marchandises de 638 M\$ après impôts.
- Prix moyen du gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,96 \$ le kpi³; le prix moyen des liquides s'est établi à 85,36 \$ le baril.
- Versement de dividendes de 0,80 \$ par action.

Principaux faits nouveaux pour la Société pendant l'exercice clos le 31 décembre 2011 :

- La participation d'Encana dans les installations de traitement du gaz naturel de Cabin, en Colombie-Britannique, et de Fort Lupton, au Colorado, de même que dans les actifs de collecte de gaz naturel de South Piceance, au Colorado, a été vendue comme prévu pour un produit total de 891 M\$.
- Les actifs productifs de gaz naturel de North Texas ont été vendus en grande partie pour un produit de 836 M\$. Le 7 février 2012, Encana a reçu un produit additionnel de 91 M\$.
- Il a été convenu de vendre deux usines de traitement de gaz naturel dans la zone Cutbank Ridge pour une contrepartie d'environ 920 M\$ CA. Cette vente a été conclue le 9 février 2012, et le produit a été reçu.
- Des négociations ont été entamées avec Mitsubishi Corporation (« Mitsubishi ») afin d'aménager conjointement certains terrains non aménagés appartenant à Encana. Le 17 février 2012, Encana a annoncé que la Société et Mitsubishi avaient signé un contrat de coentreprise en vue d'aménager les terrains de Cutbank Ridge en Colombie-Britannique. Aux termes du contrat, Mitsubishi investira environ 2,9 G\$ CA pour une participation de 40 % dans la coentreprise. La transaction devrait être conclue avant la fin de février 2012.
- Des terrains et des propriétés totalisant 515 M\$ et se composant principalement de superficies offrant un potentiel de production riche en pétrole et en liquides ont été acquis.

- La Société a conclu des conventions de traitement en coupes profondes, qui lui permettront d'extraire des volumes supplémentaires de LGN de ses flux de gaz naturel dans le Deep Basin de l'Alberta à compter de 2012.
- Une participation de 30 % a été acquise dans le terminal prévu d'exportation de GNL de Kitimat, en Colombie-Britannique.
- Encana a conclu une entente en vertu de laquelle elle devient le seul fournisseur en GNL pour un parc de 200 camions lourds en Louisiane par l'entremise de ses stations mobiles et permanentes d'approvisionnement en GNL et a ouvert quatre stations d'approvisionnement en gaz naturel comprimé.
- Une émission publique de billets non garantis de premier rang a été réalisée aux États-Unis, en deux séries totalisant 1,0 G\$. Encana a aussi renouvelé des facilités de crédit bancaire renouvelable qui lui avaient été consenties au Canada et aux États-Unis, pour un total de 4,9 G\$, ces facilités arrivant à échéance en octobre 2015.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2011					2010				
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1
Flux de trésorerie ¹⁾ par action – dilué	4 175 \$ 5,66	976 \$ 1,32	1 157 \$ 1,57	1 087 \$ 1,47	955 \$ 1,29	4 437 \$ 5,98	917 \$ 1,25	1 131 \$ 1,53	1 217 \$ 1,65	1 172 \$ 1,56
Résultat opérationnel ¹⁾ par action – dilué	398 0,54	46 0,06	171 0,23	166 0,22	15 0,02	598 0,81	50 0,07	85 0,12	66 0,09	397 0,53
Résultat net par action – de base	128 0,17	(246) (0,33)	120 0,16	176 0,24	78 0,11	1 170 1,58	(469) (0,64)	606 0,82	(457) (0,62)	1 490 1,99
Résultat net par action – dilué	128 0,17	(246) (0,33)	120 0,16	176 0,21	78 0,11	1 170 1,55	(469) (0,64)	606 0,80	(457) (0,62)	1 490 1,96
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	8 467	2 461	2 353	1 986	1 667	8 870	1 431	2 425	1 469	3 545
Dépenses d'investissement	4 578	989	1 183	1 120	1 286	4 764	1 426	1 218	1 096	1 024
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(1 565)	(1 538)	(4)	108	(131)	(150)	83	(31)	(84)	(118)
Total de l'actif	33 918					33 583				
Total de la dette	8 083					7 629				
Trésorerie et équivalents	732					629				

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

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2011 et de 2010

Les flux de trésorerie se sont établis à 976 M\$, en hausse de 59 M\$, en raison surtout de l'augmentation des volumes de production, de la hausse des prix des liquides et de l'accroissement des gains de couverture réalisés, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des prix du gaz naturel. Pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 :

- Le volume de production moyen du gaz naturel a augmenté de 229 Mpi³/j pour atteindre 3 459 Mpi³/j, comparativement à 3 230 Mpi³/j en 2010. Le volume de production moyen du pétrole et des LGN a augmenté de 3,4 kb/j pour atteindre 23,9 kb/j en 2011, comparativement à 20,5 kb/j en 2010.
- Le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 3,73 \$ le kpi³, contre 3,93 \$ le kpi³ en 2010. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 85,44 \$ le baril en 2011, contre 71,05 \$ le baril en 2010.
- Les gains de couverture réalisés se sont établis à 223 M\$ après impôts, comparativement à des gains de 209 M\$ après impôts en 2010.

Le résultat opérationnel s'est établi à 46 M\$, en baisse de 4 M\$, et ce, en raison surtout du repli des prix du gaz naturel et de la hausse de la dotation aux amortissements et à l'épuisement, facteurs atténués par l'augmentation des volumes de production, la remontée des prix obtenus pour les liquides et l'accroissement des gains de couverture réalisés.

Le résultat net, soit une perte de 246 M\$, s'est accru de 223 M\$, principalement en raison de l'incidence après impôts des gains de couverture réalisés et latents pris ensemble, soit 620 M\$ (reprise d'un gain de 60 M\$ en 2010) et d'un gain sur des sorties d'actifs de 88 M\$ (perte de 12 M\$ en 2010), facteurs qui ont été partiellement compensés par la hausse des pertes de valeur des actifs de gaz naturel, pertes qui se sont établies à 854 M\$ (371 M\$ en 2010). Les pertes de valeur de l'actif de la Société ont découlé principalement de la baisse des prix prévus du gaz naturel. Les pertes de valeur de l'actif sont comptabilisées lorsque le montant comptable d'une zone dépasse le montant recouvrable, comme les IFRS le prescrivent. Le résultat net a aussi subi l'incidence des éléments exposés pour le résultat opérationnel.

Comparaison de 2011 et de 2010

Les flux de trésorerie se sont établis à 4 175 M\$, en baisse de 262 M\$, en raison surtout du fléchissement des prix du gaz naturel, de la régression des gains de couverture réalisés et de la hausse des frais de transport, facteurs atténués par l'accroissement des volumes de production et la hausse des prix obtenus pour les liquides. En 2011 :

- Le volume de production moyen de gaz naturel a augmenté de 149 Mpi³/j pour atteindre 3 333 Mpi³/j, contre 3 184 Mpi³/j en 2010; le volume de production moyen du pétrole et des LGN a augmenté de 1,2 kb/j pour atteindre 24,0 kb/j en 2011, comparativement à 22,8 kb/j en 2010.
- Le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 4,17 \$ le kpi³, contre 4,47 \$ le kpi³ en 2010; le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 85,36 \$ le baril en 2011, contre 66,72 \$ le baril en 2010.
- Les gains de couverture réalisés se sont établis à 638 M\$ après impôts, comparativement à des gains de 808 M\$ après impôts en 2010.

Le résultat opérationnel s'est établi à 398 M\$, en baisse de 200 M\$, et ce, en raison surtout du repli des prix du gaz naturel, de la régression des gains de couverture réalisés, de l'augmentation des frais de transport et de la hausse de la dotation aux amortissements et à l'épuisement, facteurs atténués par l'accroissement des volumes de production, la hausse des prix obtenus pour les liquides et la baisse de la charge d'impôt différé.

Le résultat net de 128 M\$ s'est replié de 1 042 M\$, principalement en raison de l'incidence après impôts de pertes de valeur plus élevées des actifs de gaz naturel, qui se sont établies à 854 M\$ (371 M\$ en 2010), d'une perte de change ne résultant pas des activités opérationnelles de 136 M\$ (gain de 234 M\$ en 2010) et d'une baisse des gains de couverture réalisés et latents pris ensemble, qui ont totalisé 1 238 M\$ (1 442 M\$ en 2010), facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une hausse du gain réalisé sur les sorties d'actifs, qui s'est chiffré à 198 M\$ (101 M\$ en 2010). Ces pertes de valeur de l'actif ont découlé principalement de la baisse des prix prévus du gaz naturel. Le résultat net a aussi diminué en raison des éléments exposés pour le résultat opérationnel.

Le résultat net trimestriel d'Encana est influencé par les fluctuations des prix des marchandises et des taux de change, qui sont indiqués ci-après. De plus, les gains de couverture réalisés et latents pris ensemble, après impôts, expliquent en partie la volatilité trimestrielle du résultat net en 2011 à hauteur des montants suivants : T1 – 50 M\$; T2 – 149 M\$; T3 – 419 M\$; T4 – 620 M\$. En 2010, les gains après impôts s'établissaient comme suit : T1 – 1 037 M\$; T2 – reprise d'un gain de 77 M\$; T3 – 542 M\$; T4 – reprise d'un gain de 60 M\$.

Résultats de 2009

Les résultats financiers d'Encana en 2009 ont été établis conformément au référentiel comptable antérieur. Étant donné que la date de transition d'Encana aux IFRS était le 1^{er} janvier 2010, les informations comparatives de 2009 n'ont pas été retraitées.

Le 30 novembre 2009, Encana a mené à terme la restructuration de ses activités (l'« opération de scission ») pour se scinder en deux sociétés énergétiques indépendantes ouvertes : Encana et Cenovus Energy Inc. (« Cenovus »). Les résultats consolidés comparatifs antérieurs à l'opération de scission du 30 novembre 2009 tiennent compte des activités de Cenovus. Les activités en amont canadiennes ont été transférées à Cenovus et sont prises en compte dans les activités poursuivies selon les règles de la comptabilisation du coût entier prévues par le référentiel comptable antérieur. Les actifs de raffinage en aval aux États-Unis ont été transférés à Cenovus et sont présentés dans les activités abandonnées.

Les résultats financiers consolidés d'Encana au 31 décembre 2009 selon le référentiel comptable antérieur, y compris les activités de Cenovus, étaient les suivants : total de l'actif de 33 827 M\$; total de la dette de 7 768 M\$; produit des activités ordinaires annuels, déduction faite des redevances, de 11 114 M\$; résultat net annuel tiré des activités poursuivies de 1 830 M\$, le bénéfice de base et dilué par action s'établissant à 2,44 \$; résultat net consolidé annuel de 1 862 M\$, le bénéfice de base et dilué par action s'établissant à 2,48 \$.

Le résultat net d'Encana pour 2009 selon le référentiel comptable antérieur comprenait les résultats opérationnels de Cenovus pour 11 mois et a subi l'influence des facteurs suivants :

- Gains de couverture réalisés et latents pris ensemble de 1 143 M\$ après impôts.
- Volumes de production moyens du gaz naturel de 3 602 Mpi³/j, volumes de production moyens du pétrole et des LGN de 127,1 kb/j, dont 762 Mpi³/j de gaz naturel et 99,9 kb/j de pétrole et de LGN provenant des activités de Cenovus.
- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 3,69 \$ le kpi³, et le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 49,65 \$ le baril.

Prix et taux de change – par trimestre

(moyenne de la période)	2011					2010				
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1
Prix obtenus par Encana										
Gaz naturel (\$/kpi³)										
Compte tenu des couvertures	4,96 \$	4,79 \$	5,01 \$	5,09 \$	5,00 \$	5,48 \$	5,03 \$	5,27 \$	5,50 \$	6,14 \$
Compte non tenu des couvertures	4,17	3,73	4,32	4,42	4,26	4,47	3,93	4,19	4,23	5,56
Liquides (\$ le baril)										
Compte tenu des couvertures	85,36	85,44	82,43	92,66	80,70	66,12	68,91	61,79	67,05	67,07
Compte non tenu des couvertures	85,36	85,44	82,43	92,66	80,70	66,72	71,05	62,15	66,73	67,48
Prix de référence du gaz naturel										
NYMEX (\$/Mbtu)	4,04	3,55	4,20	4,31	4,11	4,39	3,80	4,39	4,09	5,30
AECO (\$ CA/kpi ³)	3,67	3,47	3,72	3,74	3,77	4,13	3,58	3,72	3,86	5,36
Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	3,80	3,47	3,90	3,98	3,84	3,94	3,44	3,53	3,66	5,14
HSC (\$/Mbtu)	4,02	3,49	4,23	4,29	4,06	4,38	3,78	4,33	4,04	5,36
Écart de base (\$/Mbtu)										
AECO/NYMEX	0,31	0,17	0,34	0,42	0,29	0,40	0,28	0,83	0,32	0,19
Rocheuses/NYMEX	0,24	0,08	0,30	0,33	0,27	0,45	0,36	0,86	0,43	0,16
HSC/NYMEX	0,02	0,06	(0,03)	0,02	0,05	0,01	0,02	0,06	0,05	(0,06)
Prix de référence du pétrole										
West Texas Intermediate (WTI)(\$ le baril)	95,11	94,02	89,54	102,34	94,25	79,55	85,18	76,28	77,99	78,88
Taux de change										
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA	1,012	0,978	1,020	1,033	1,015	0,971	0,987	0,962	0,973	0,961

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 2011, les prix moyens obtenus par Encana

pour le gaz naturel, compte non tenu des couvertures, ont traduit la baisse des prix de référence par rapport à 2010. Les activités de couverture ont fait augmenter de 0,79 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu du gaz naturel en 2011.

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

Au 31 décembre 2011, Encana avait également couvert environ 1 955 Mpi³/j de sa production de gaz prévue pour 2012 au moyen de contrats à prix fixe à la NYMEX au prix moyen de 5,80 \$ le kpi³. Encana avait également couvert environ 505 Mpi³/j de sa production de gaz naturel prévue pour 2013 au prix moyen de 5,24 \$ le kpi³. Le programme de couverture de la Société lui permet de stabiliser les flux de trésorerie durant les périodes de fléchissement des prix. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Gestion des risques – Risques financiers » du présent rapport de gestion.

Quantités des réserves

Depuis sa création en 2002, Encana retient les services d'experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves et leur demande d'établir chaque année un rapport sur l'ensemble de ses réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN. La Société a un comité d'évaluation des réserves, formé de membres indépendants du conseil d'administration, qui étudie les compétences et la nomination des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves. Le comité d'évaluation des réserves examine en outre la procédure suivie pour la communication des informations aux experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves. Toutes les réserves comptabilisées sont fondées sur des évaluations annuelles des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves.

La communication par Encana des données relatives aux réserves est conforme à la réglementation sur les valeurs mobilières du Canada, notamment le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (« Règlement 51-101 »). La communication par Encana des données pour 2011 inclut les quantités des réserves prouvées avant et après redevances, compte tenu des prix et coûts prévisionnels, et est comprise dans la notice annuelle d'Encana (« notice annuelle »). Les renseignements choisis sur les réserves supplémentaires de la Société pour 2011 présentés conformément aux obligations d'information des États-Unis sont fournis dans la notice annuelle d'Encana.

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

	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)			Total (Gpi ³ e)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2010	6 755	9 299	16 054	61,9	47,4	109,3	16 710
Extensions	808	886	1 694	48,9	1,8	50,7	1 999
Découvertes	10	1	11	0,8	1,9	2,7	27
Révisions techniques	389	573	962	6,5	2,4	8,9	1 015
Facteurs économiques	(234)	(182)	(416)	0,2	(0,1)	0,1	(416)
Acquisitions	82	28	110	0,3	-	0,3	112
Cessions	(187)	(1 316)	(1 503)	(6,1)	(1,8)	(7,9)	(1 550)
Production	(556)	(857)	(1 413)	(6,0)	(4,3)	(10,3)	(1 475)
31 décembre 2011	7 067	8 432	15 499	106,5	47,3	153,8	16 422

En 2011, les réserves prouvées de gaz naturel avant redevances d'Encana se sont établies à environ 15,5 billions de pieds cubes (« Tpi³ »), en baisse de 3,5 % par rapport à 2010, en grande partie en raison de cessions et de facteurs économiques. Des ajouts d'environ 2,3 Tpi³, compte non tenu des acquisitions et des cessions, ont remplacé 159 % de la production avant redevances au cours de l'exercice.

En 2011, les réserves prouvées de pétrole et de LGN avant redevances d'Encana se sont établies à environ 153,8 millions de barils (« Mb »), en hausse de 41 % par rapport à 2010 du fait des activités continues de mise en valeur et de délimitation. Des ajouts d'environ 62,4 Mb, compte non tenu des acquisitions et des cessions, ont remplacé 606 % de la production avant redevances au cours de l'exercice.

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

	Gaz naturel (Gp ³)			Pétrole et LGN (Mb)			Total (Gp ³ e)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2010	6 298	7 477	13 775	54,8	38,5	93,3	14 335
Extensions et découvertes	849	1 303	2 152	17,7	5,6	23,3	2 292
Révisions ¹⁾	84	(278)	(194)	31,8	(0,8)	31,0	(8)
Acquisitions	74	24	98	0,2	0,1	0,3	100
Cessions	(167)	(1 007)	(1 174)	(4,8)	(1,3)	(6,1)	(1 211)
Production	(531)	(685)	(1 216)	(5,3)	(3,5)	(8,8)	(1 269)
31 décembre 2011	6 607	6 834	13 441	94,4	38,6	133,0	14 239

1) Comprennent les facteurs économiques.

En 2011, les réserves prouvées de gaz naturel après redevances d'Encana se sont établies à environ 13,4 Tpi³, en baisse de 2,4 % par rapport à 2010, en raison de cessions et de facteurs économiques. Des ajouts d'environ 2,0 Tpi³, compte non tenu des acquisitions et des cessions, ont remplacé 161 % de la production après redevances au cours de l'exercice.

En 2011, les réserves prouvées de pétrole et de LGN après redevances d'Encana se sont établies à environ 133,0 Mb, en hausse de 43 % par rapport à 2010 du fait des activités continues de mise en valeur et de délimitation. Des ajouts d'environ 54,3 Mb, compte non tenu des acquisitions et des cessions, ont remplacé 617 % de la production après redevances au cours de l'exercice.

Prix prévisionnels

	Gaz naturel		Pétrole et LGN	
	Henry Hub (\$/Mbtu)	AECO (\$CA/Mbtu)	WTI (\$ le baril)	Edmonton ¹⁾ (\$CA le baril)
Prix présumés pour 2010				
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
Prix présumés pour 2011				
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

1) Léger non corrosif à Edmonton.

Production et dépenses d'investissement nettes

Volumes de production (après redevances)

<i>(moyenne quotidienne)</i>	2011					2010				
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (Mpi^3/j)										
Division Canada	1 454	1 515	1 460	1 445	1 395	1 323	1 395	1 390	1 327	1 177
Division États-Unis	1 879	1 944	1 905	1 864	1 801	1 861	1 835	1 791	1 875	1 946
	3 333	3 459	3 365	3 309	3 196	3 184	3 230	3 181	3 202	3 123
Pétrole et LGN (kb/j)										
Division Canada	14,5	13,9	15,1	14,8	14,3	13,2	11,3	14,3	13,5	13,6
Division États-Unis	9,5	10,0	9,3	9,5	9,0	9,6	9,2	9,1	10,1	10,1
	24,0	23,9	24,4	24,3	23,3	22,8	20,5	23,4	23,6	23,7

En 2011, les volumes moyens de production du gaz naturel de 3 333 Mpi^3/j ont augmenté de 149 Mpi^3/j par rapport à 2010 et les volumes moyens de production du pétrole et des LGN se sont accrus de 1,2 Mpi^3/j depuis 2010 pour atteindre 24,0 Mpi^3/j . Dans la division Canada, la hausse des volumes est essentiellement attribuable aux résultats fructueux du programme de forage dans les principales zones de ressources. Dans la division États-Unis, l'accroissement des volumes de production de gaz naturel est surtout attribuable aux résultats fructueux du programme de forage à Haynesville, facteur atténué par le montant net des sorties d'actifs et les baisses normales de rendement.

Dépenses d'investissement, montant net

<i>(en millions de dollars)</i>	2011	2010
Division Canada	2 022 \$	2 206 \$
Division États-Unis	2 423	2 495
Optimisation des marchés	2	2
Activités non sectorielles et autres	131	61
Dépenses d'investissement	4 578	4 764
Acquisitions	515	733
Sorties d'actifs	(2 080)	(883)
Acquisitions et sorties d'actifs, montant net	(1 565)	(150)
Dépenses d'investissement, montant net	3 013 \$	4 614 \$

En 2011, les dépenses d'investissement ont servi essentiellement à poursuivre la mise en valeur des principales zones de ressources d'Encana en Amérique du Nord. Les dépenses d'investissement, qui se sont établies à 4 578 M\$, ont été inférieures à celles de 2010 en raison essentiellement de la baisse des dépenses engagées pour Greater Sierra, Haynesville, Texas, Jonah et CBM, baisse partiellement compensée par l'augmentation des dépenses à Piceance.

En 2011, la Société a réalisé des acquisitions de 410 M\$ dans la division Canada et de 105 M\$ dans la division États-Unis incluant des terrains et des biens qui complètent les actifs existants de la Société. Les acquisitions de terrains visaient des superficies offrant un potentiel de production riche en pétrole et en liquides.

Les sorties d'actifs effectuées en 2011 par la Société 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 Canada comprennent la vente de la participation de la Société dans l'usine de traitement de gaz naturel de Cabin contre un produit de 48 M\$. Les sorties d'actifs de la division États-Unis comprennent la vente de l'usine de traitement de gaz naturel de

Fort Lupton contre un produit de 296 M\$, des actifs de collecte de gaz naturel de South Piceance contre un produit de 547 M\$ et des actifs productifs de gaz naturel de North Texas contre un produit approximatif de 836 M\$. En 2010, les sorties d'actifs se composaient de la vente d'actifs non essentiels. Le montant des sorties d'actifs est présenté après déduction des montants recouverts pour les dépenses en immobilisations engagées avant la vente de certains actifs de collecte et de traitement du gaz naturel.

La sortie d'actifs de North Texas a été conclue en grande partie en décembre. Les actifs restants de 116 M\$ et les passifs connexes de 1 M\$ ont été présentés aux états financiers consolidés à titre d'actifs et de passifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2011. Le 7 février 2012, Encana a reçu un produit additionnel de 91 M\$. Le reste de la vente, pour un produit d'environ 24 M\$, dépend d'autres conditions de clôture et devrait se réaliser au premier trimestre de 2012.

En décembre 2011, Encana a annoncé qu'elle avait convenu de vendre deux installations de traitement du gaz naturel dans la région de Cutbank Ridge en Colombie-Britannique et en Alberta, pour une contrepartie d'environ 920 M\$ CA. Les actifs de 352 M\$ et les passifs connexes de 16 M\$ ont été présentés aux états financiers consolidés intermédiaires à titre d'actifs et de passifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2011. La vente a été conclue le 9 février 2012 et le produit a été reçu. Dans le cadre de la vente, Encana a conclu une entente de fourniture de services de collecte et de traitement garantis dans la région de Cutbank Ridge.

En 2011, Encana a entamé des négociations avec Mitsubishi afin d'aménager conjointement certains terrains non aménagés appartenant à Encana. Le 17 février 2012, Encana a annoncé que la Société et Mitsubishi avaient signé un contrat de coentreprise en vue d'aménager les terrains de Cutbank Ridge en Colombie-Britannique. Aux termes du contrat, Encana détiendra une participation de 60 % dans la coentreprise, et Mitsubishi en détiendra 40 %. Mitsubishi paiera environ 1,45 G\$ CA à la clôture et investira environ 1,45 G\$ CA en sus de sa quote-part de 40 % dans les investissements futurs de la coentreprise, sur une période d'engagement qui devrait durer environ cinq ans, ce qui ramène donc les engagements d'investissement d'Encana à 30 % du total des investissements prévus pour la période. La transaction n'inclut pas la production actuelle d'Encana à Cutbank Ridge, ni ses installations de traitement, réseaux de collecte ou avoirs fonciers albertains actuels. Au 31 décembre 2011, des actifs de 325 M\$ associés à cette transaction ont été présentés dans les états financiers consolidés en tant qu'actifs détenus en vue de la vente. La transaction devrait être conclue avant la fin de février 2012.

En juin 2011, Encana a mis fin aux négociations entreprises avec PetroChina International Investment Company, une filiale de PetroChina Company Limited (« PetroChina »), en vue d'un projet de coentreprise portant sur une participation de 50 % dans les actifs d'entreprise de Cutbank Ridge d'Encana après que les deux parties eurent été incapables d'en arriver à une entente sur des éléments clés du projet de transaction. Les négociations avec PetroChina avaient débuté en 2010.

Encana prend actuellement part à un certain nombre de coentreprises créées avec des contreparties au Canada et aux États-Unis. Ces contrats s'inscrivent dans le cadre de la stratégie à long terme de la Société qui consiste à concrétiser sans tarder la valeur de ses actifs. Le partage des frais de développement avec des tiers permet à Encana de faire avancer ses projets tout en réduisant ses dépenses d'investissement et ainsi d'accroître les rendements des projets.

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 ³)		Prix net du pétrole et des LGN (\$ le baril)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2 507 \$	2 350 \$	3,79 \$	4,10 \$	85,41 \$	64,79 \$
Gain de couverture réalisé	365	479	0,69	0,99	-	(1,04)
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	15	8	0,02	0,01	0,90	0,44
Transport	250	197	0,46	0,40	0,93	0,82
Activités opérationnelles	613	559	1,11	1,09	1,75	3,24
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	1 994 \$	2 065 \$	2,89 \$	3,59 \$	81,83 \$	59,25 \$
			Gaz produit (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
			2011	2010	2011	2010
Volumes de production – après redevances			1 454	1 323	14,5	13,2

Comparaison de 2011 et de 2010

Les Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 994 M\$, en baisse de 71 M\$ en raison principalement de la baisse des prix réalisés du gaz naturel, de la diminution des gains de couverture, de l'augmentation des frais de transport et de la hausse des charges opérationnelles, facteurs atténués par la hausse des volumes de production et des prix obtenus pour les liquides. En 2011 :

- Les volumes de production moyens du gaz naturel se sont accrus de 131 Mpi³/j pour s'établir à 1 454 Mpi³/j, et les volumes moyens de production du pétrole et des LGN ont augmenté de 1,3 kb/j pour atteindre 14,5 kb/j. Les produits des activités ordinaires ont ainsi progressé de 212 M\$ grâce à un programme de forage fructueux pour l'ensemble des principales zones de ressources.
- Le fléchissement des prix du gaz naturel a fait reculer de 165 M\$ les produits des activités ordinaires, tandis que la hausse des prix des liquides s'est traduite par un accroissement des produits des activités ordinaires de 111 M\$.
- Les gains de couverture réalisés avant impôts se sont chiffrés à 365 M\$, comparativement à 479 M\$ un an plus tôt.
- Les frais de transport ont progressé de 53 M\$ en raison de la hausse des volumes de production.
- Les charges opérationnelles ont augmenté de 54 M\$ en raison des frais liés à la maintenance prévue d'une usine, 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.

Faits saillants des investissements en 2011

En 2011, la division Canada a comptabilisé des dépenses d'investissement de 2 022 M\$, des acquisitions de terrains et de biens de 410 M\$ ainsi que des sorties d'actifs de 350 M\$. Les dépenses d'investissement ont été centrées sur la mise en valeur d'importantes zones de ressources, tandis que les acquisitions de terrains ont visé l'obtention de superficies présentant un potentiel riche en liquides. En 2011, la division Canada a aussi conclu une entente visant la vente de deux installations de traitement du gaz naturel dans la région de Cutbank Ridge le 9 février 2012 pour une contrepartie d'environ 920 M\$ CA. En 2011 également, Encana a entamé des négociations avec Mitsubishi qui ont mené à l'annonce le 17 février 2012 de la signature par la Société et Mitsubishi d'un contrat de coentreprise portant sur l'aménagement des terrains non aménagés de Cutbank Ridge en Colombie-Britannique. Aux termes du contrat, Mitsubishi investira environ 2,9 G\$ CA pour une participation de 40 % dans la coentreprise. La transaction devrait être conclue avant la fin de février 2012.

La division Canada a conclu des conventions de traitement en coupes profondes supplémentaires, ce qui permettra à la Société d'extraire des volumes supplémentaires de liquides de ses flux de gaz naturel. En 2012, la Société aura accès au traitement en coupes profondes aux usines Musreau et Gordondale dans la formation Deep Basin de l'Alberta.

Résultats par principale zone

	Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital (en millions de dollars)		Activités de forage (puits nets forés)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Greater Sierra	260	230	0,8	1,0	325 \$	515 \$	34	47
Cutbank Ridge	529	449	3,2	2,0	527	506	55	62
Bighorn	230	220	3,5	3,2	397	345	40	51
CBM	433	395	7,0	6,0	354	428	596	1 044
Principales zones de ressources ¹⁾	1 452	1 294	14,5	12,2	1 603	1 794	725	1 204
Autres	2	29	-	1,0	419	412	2	2
Total – division Canada	1 454	1 323	14,5	13,2	2 022 \$	2 206 \$	727	1 206

1) Les principales zones de ressources ont fait l'objet d'un réalignement en 2011, avec retraitement des informations comparatives.

Autres charges de division

(en millions de dollars)	2011	2010
Dépenses de prospection et d'évaluation	9 \$	4 \$
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	1 411	1 286
Perte de valeur	199	496
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(8)	(86)

En 2011, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a augmenté de 125 M\$ par rapport à 2010, en raison surtout de la hausse des volumes de production.

Des pertes de valeur de 199 M\$ pour 2011 et de 496 M\$ pour 2010 se rapportaient aux actifs de gaz naturel extracôtiers canadiens de la Société. Ces pertes de valeur ont découlé principalement de la baisse des prix prévus du gaz naturel. Les pertes de valeur peuvent être déterminées au moyen des flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôts des réserves prouvées et probables en fonction de prix et de coûts prévisionnels. Les flux de trésorerie ont été actualisés au taux de 10 %. Les prix prévisionnels ont été établis d'après les prix de référence présentés à la rubrique « Quantités des réserves » du présent rapport de gestion. Les prix de référence ont été ajustés en fonction des écarts de base pour déterminer les prix de référence locaux, les frais et les tarifs de transport, la contenance thermique et la qualité.

Les gains nets à la sortie d'actifs résultent de la vente d'actifs non essentiels.

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 ³)		Prix net du pétrole et des LGN (\$ le baril)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	3 424 \$	3 577 \$	4,47 \$	4,73 \$	85,28 \$	69,35 \$
Gain de couverture réalisé	598	698	0,87	1,03	-	-
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	183	209	0,23	0,27	7,54	6,69
Transport	728	662	1,06	0,97	0,08	-
Activités opérationnelles	444	467	0,62	0,58	0,70	-
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	2 667 \$	2 937 \$	3,43 \$	3,94 \$	76,96 \$	62,66 \$
			Gaz produit (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
			2011	2010	2011	2010
Volumes de production – après redevances			1 879	1 861	9,5	9,6

Comparaison de 2011 et de 2010

Les Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 2 667 M\$, en baisse de 270 M\$ en raison principalement de la baisse des prix obtenus pour le gaz naturel, de la diminution des gains de couverture ainsi que de la hausse des frais de transport, facteurs atténués par la hausse des prix obtenus pour les liquides et l'accroissement des volumes de production de gaz naturel. En 2011 :

- Le volume de production moyen de gaz naturel a augmenté de 18 Mpi³/j pour atteindre 1 879 Mpi³/j, ce qui a accru les produits des activités ordinaires de 31 M\$; l'accroissement des volumes de production de gaz naturel est surtout attribuable aux résultats fructueux du programme de forage à Haynesville, facteur atténué par le montant net des sorties d'actifs et les baisses normales de rendement.
- 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 s'est traduite par un accroissement des produits des activités ordinaires de 56 M\$.
- Les gains de couverture réalisés avant impôts se sont chiffrés à 598 M\$, comparativement à 698 M\$ un an plus tôt.
- Les frais de transport se sont accrus de 66 M\$ à cause des volumes de production atteints en vue d'obtenir des prix plus élevés.

Faits saillants des investissements en 2011

En 2011, la division États-Unis a comptabilisé des dépenses d'investissement de 2 423 M\$, des acquisitions de terrains et de biens de 105 M\$ ainsi que des sorties d'actifs de 1 730 M\$. Les dépenses d'investissement ont été centrées sur la mise en valeur des importantes zones de ressources de Haynesville et Piceance, tandis que les acquisitions de terrains ont visé l'obtention de superficies présentant un potentiel riche en liquides. Les sorties d'actifs de la division États-Unis comprenaient la vente de l'usine de traitement de gaz naturel de Fort Lupton, des actifs de collecte de gaz naturel de South Piceance et des actifs productifs de gaz naturel de North Texas.

Résultats par principale zone

	Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production de pétrole et de LGN (kb/j)		Capital (en millions de dollars)		Activités de forage (puits nets forés)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Jonah	471	531	4,3	4,6	275 \$	374 \$	71	112
Piceance	435	446	1,9	2,0	441	224	141	125
Texas	376	487	0,3	0,2	310	418	41	52
Haynesville	508	287	-	-	1 018	1 141	87	100
Principales zones de ressources ¹⁾	1 790	1 751	6,5	6,8	2 044	2 157	340	389
Autres	89	110	3,0	2,8	379	338	62	59
Total – division États-Unis	1 879	1 861	9,5	9,6	2 423 \$	2 495 \$	402	448

1) Les principales zones de ressources ont fait l'objet d'un réalignement en 2011, avec retraitement des informations comparatives.

Autres charges de division

(en millions de dollars)	2011	2010
Dépenses de prospection et d'évaluation	133 \$	51 \$
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	1 922	1 954
Perte de valeur	1 105	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(323)	(53)

Les dépenses de prospection et d'évaluation de 2011 comprennent des coûts irrécouvrables de 122 M\$ liés principalement à la passation en charges des actifs de prospection et d'évaluation de West Texas.

Pour 2011, la dotation aux amortissements et à l'épuisement s'est repliée de 32 M\$ par rapport à 2010, principalement en raison de la sortie d'actifs non essentiels, facteur partiellement contrebalancé par une hausse de la production.

Des pertes de valeur de 1 105 M\$ pour 2011 (néant en 2010) se rapportaient principalement aux actifs productifs de gaz naturel East Texas de la Société. Cette perte de valeur a découlé principalement de la baisse des prix prévus du gaz naturel et d'un changement dans les plans de développement futur. Cette perte de valeur a été déterminée au moyen des flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôts des réserves prouvées et probables en fonction de prix et de coûts prévisionnels. Les flux de trésorerie ont été actualisés au taux de 10 %. Les prix prévisionnels ont été établis d'après les prix de référence présentés à la rubrique « Quantités des réserves » du présent rapport de gestion. Les prix de référence ont été ajustés en fonction des écarts de base pour déterminer les prix de référence locaux, les frais et les tarifs de transport, la contenance thermique et la qualité.

Le gain net de 323 M\$ à la sortie d'actifs en 2011 se compose principalement des gains et des pertes enregistrés aux sorties d'actifs de la Société liées à l'usine de traitement de gaz naturel de Fort Lupton, aux actifs de collecte de gaz naturel de South Piceance et aux actifs productifs de gaz naturel de North Texas.

Optimisation des marchés

<i>(en millions de dollars)</i>	2011	2010
Produits des activités ordinaires	703 \$	797 \$
Charges		
Activités opérationnelles	40	34
Produits achetés	635	739
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	12	11
	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 pour ce qui est des engagements de transport, du type de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont régressé en 2011 par rapport à 2010 en raison principalement de la baisse des prix des marchandises et de la contraction des volumes nécessaires aux activités d'optimisation.

Activités non sectorielles et autres

<i>(en millions de dollars)</i>	2011	2010
Produits des activités ordinaires	870 \$	969 \$
Charges		
Activités opérationnelles	(23)	-
Dépenses de prospection et d'évaluation	-	10
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	78	67
(Profit) perte à la sortie d'actifs	5	(2)
	810 \$	894 \$

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

Autres résultats opérationnels

Charges

<i>(en millions de dollars)</i>	2011	2010
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	51 \$	48 \$
Administration	348	361
Intérêts	468	501
(Profit) perte de change, montant net	170	(250)
	1 037 \$	660 \$

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

Impôt sur le résultat

<i>(en millions de dollars)</i>	2011	2010
Charge (économie) d'impôt sur le résultat exigible	(174) \$	(213) \$
Impôt différé	48	640
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(126) \$	427 \$

En 2011, l'impôt sur le résultat exigible a représenté une économie de 174 M\$, comparativement à une économie de 213 M\$ en 2010. L'économie d'impôt sur le résultat exigible pour 2011 et 2010 s'explique essentiellement par le report rétrospectif de pertes fiscales sur des exercices antérieurs. L'économie moins élevée en 2011 est surtout attribuable aux sorties d'actif pendant l'exercice en cours, facteur contrebalancé par la régression des flux de trésorerie découlant du fléchissement des prix du gaz naturel et à la baisse des gains de couverture réalisés.

Le total de la charge d'impôt a diminué de 553 M\$ entre 2010 et 2011 par suite de la diminution du résultat net avant impôts principalement attribuable à la perte de valeur des actifs, au repli des prix du gaz naturel, à la baisse des gains de couverture réalisés et latents pris ensemble et à une perte de change.

Le taux d'imposition effectif d'Encana d'une période donnée est fonction de la relation entre le total de l'impôt et le montant du résultat net avant impôts pour la période. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi au Canada en raison des écarts permanents, des taux d'imposition des provinces et territoires, des avantages des reports rétrospectifs de pertes et des ajustements apportés aux estimations. Les écarts permanents comprennent principalement la portion non imposable des gains ou des pertes en capital, les conditions de financement à l'étranger et l'effet des modifications apportées aux lois.

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

Situation de trésorerie et sources de financement

<i>(en millions de dollars)</i>	2011	2010
Flux de trésorerie nets liés aux		
Activités opérationnelles	4 043 \$	2 363 \$
Activités d'investissement	(3 725)	(4 727)
Activités de financement	(214)	(1 284)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents libellés en monnaies étrangères	(1)	2
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	103 \$	(3 646) \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	732 \$	629 \$

Activités opérationnelles

En 2011, les flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles se sont établis à 4 043 M\$, en hausse de 1 680 M\$ par rapport à 2010. Cette augmentation a découlé des variations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion ainsi que des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. En 2011, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement représente un déficit de 38 M\$, contre un déficit de 1 990 M\$ en 2010. La variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2010 reflétait un versement d'impôt non récurrent de 1 775 M\$ en lien avec la liquidation de la société de personnes du secteur du pétrole et du gaz de la Société au Canada.

Le fonds de roulement positif de la Société s'élevait à 2 107 M\$ au 31 décembre 2011, comparativement à 20 M\$ au 31 décembre 2010. L'accroissement du fonds de roulement découle principalement d'une hausse des actifs nets liés à la gestion des risques et des actifs nets détenus en vue de la vente, qui s'établissent respectivement à 1 141 M\$ et à 776 M\$ et dont il est question à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

Au 31 décembre 2011, le fonds de roulement prenait aussi en compte un montant de 732 M\$ au titre de la trésorerie et des équivalents et une tranche de la dette courante de 492 M\$, contre 629 M\$ et 500 M\$, respectivement, au 31 décembre 2010. Encana s'attend à continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

En 2011, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se sont établis à 3 725 M\$, en baisse de 1 002 M\$ par rapport à 2010. La diminution des activités d'investissement résulte principalement de la baisse des dépenses d'investissement et de la hausse du produit des sorties d'actifs, éléments qui sont analysés à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

Activités de financement

Dette courante et dette à long terme

La dette d'Encana totalisait 8 083 M\$ au 31 décembre 2011 et 7 629 M\$ au 31 décembre 2010.

La dette courante totalisait 492 M\$ au 31 décembre 2011, contre 500 M\$ au 31 décembre 2010. La dette courante comprenait la tranche courante de la dette à long terme. Il n'y avait aucun encours aux termes des facilités de crédit renouvelable ou du papier commercial de la Société au 31 décembre 2011.

La dette à long terme a diminué pour atteindre 7 591 M\$ au 31 décembre 2011, en hausse par rapport à 7 129 M\$ au 31 décembre 2010. Le 14 novembre 2011, Encana a procédé à une émission publique de billets non garantis de premier rang réalisée aux États-Unis, en deux séries totalisant 1,0 G\$. La première série de 600 M\$ prévoit un taux d'intérêt nominal de 3,90 % et vient à échéance le 15 novembre 2021, et la deuxième série de 400 M\$ comporte un taux d'intérêt nominal de 5,15 % et vient à échéance le 15 novembre 2041. Le produit tiré

du placement a servi à rembourser une partie de la dette sous forme de papier commercial d'Encana, qui a notamment été contractée pour rembourser des billets à 6,30 % d'un montant de 500 M\$ qui sont venus à échéance le 1^{er} novembre 2011.

Facilités de crédit et prospectus préalables

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

Au 31 décembre 2011, Encana disposait de facilités de crédit bancaire renouvelable consenties non utilisées de 4,9 G\$.

- Le 12 octobre 2011, Encana a renouvelé sa facilité de crédit bancaire renouvelable de 4,0 G\$ CA (3,9 G\$) qui reste disponible jusqu'en octobre 2015 et dont une tranche de 4,0 G\$ CA (3,9 G\$) demeure inutilisée.
- Le 20 octobre 2011, l'une des filiales américaines d'Encana a renouvelé sa 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 2011, la capacité inutilisée dont disposait Encana en vertu de ses prospectus préalables s'élevait à 5,0 G\$.

- Le 18 mai 2011, Encana a renouvelé un prospectus préalable qui lui permet d'émettre à l'occasion des titres d'emprunt au Canada jusqu'à concurrence de 2,0 G\$ CA ou l'équivalent en monnaies étrangères. Au 31 décembre 2011, le montant inutilisé aux termes de ce prospectus s'élevait à 2,0 G\$ CA (2,0 G\$), sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en juin 2013.
- Encana a déposé un prospectus préalable qui lui permet d'émettre à l'occasion des titres d'emprunt aux États-Unis jusqu'à concurrence de 4,0 G\$ ou l'équivalent en monnaies étrangères. Le 14 novembre 2011, Encana a déposé un prospectus préalable pour émettre aux États-Unis des billets non garantis de premier rang totalisant 1,0 G\$. Au 31 décembre 2011, le montant inutilisé aux termes de ce prospectus s'élevait à 3,0 G\$, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en mai 2012.

À l'heure actuelle, Encana se conforme à l'ensemble des clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées aux termes de ses facilités de crédit, et elle prévoit continuer de s'y conformer.

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

En 2011 et en 2010, Encana a obtenu l'approbation de la Bourse de Toronto en vue de la souscription d'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 la dernière OPRA qui est entrée en vigueur le 14 décembre 2010 et qui a pris fin le 13 décembre 2011. En 2011, la Société n'a pas renouvelé son OPRA et n'a racheté aucune action ordinaire. En 2010, la Société a racheté quelque 15,4 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale d'environ 499 M\$.

Dividendes

Encana verse un dividende trimestriel aux actionnaires au gré du conseil d'administration. En 2011, les versements de dividendes ont totalisé 588 M\$, soit 0,80 \$ par action (590 M\$ en 2010, soit 0,80 \$ par action). Le dividende trimestriel de la Société s'est établi à 0,20 \$ par action en 2011 et en 2010. Pour les trois premiers trimestres de 2009, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action. Après l'opération de scission au quatrième trimestre de 2009, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action.

Le 16 février 2012, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,20 \$ par action ordinaire à verser le 30 mars 2012.

Données sur les actions en circulation

Au 31 décembre 2011, le nombre d'actions ordinaires d'Encana en circulation s'établissait à 736,3 millions (736,3 millions en 2010). Au 21 février 2012, le nombre d'actions ordinaires d'Encana en circulation s'établissait à 736,3 millions.

Dans le cadre du régime d'options sur actions des employés d'Encana, des options visant l'achat d'actions ordinaires ont été attribuées aux employés admissibles. Au 31 décembre 2011, environ 37,7 millions d'options sur actions étaient en cours et assorties d'un droit à l'appréciation des actions jumelé (« DAAJ ») (21,2 millions de DAAJ exerçables). Aux termes du DAAJ, le porteur de l'option a le droit conditionnel de recevoir une action ordinaire d'Encana ou un paiement en trésorerie égal à l'excédent du cours des actions ordinaires d'Encana au moment de l'exercice sur le prix d'exercice du DAAJ. L'exercice d'un DAAJ contre un paiement en trésorerie n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires d'Encana supplémentaires et n'a donc pas d'effet dilutif. D'ordinaire, la plupart des porteurs de ces options exercent leurs options sur actions en tant que DAAJ contre un paiement en trésorerie.

En 2011, des droits à la valeur d'actions soumis à des restrictions (« DVASR ») ont été attribués aux employés admissibles auxquels ils donnaient le droit de recevoir des actions ordinaires d'Encana, ou l'équivalent en trésorerie établi par Encana, conformément au régime DVASR destiné aux employés d'Encana et à la convention d'attribution des DVASR. Un DVASR vaut théoriquement une action ordinaire d'Encana. Au 31 décembre 2011, les DVASR en circulation qui sont acquis trois ans après la date d'attribution étaient au nombre approximatif de 3,3 millions. La réception d'un paiement en trésorerie n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires d'Encana supplémentaires et n'a pas d'effet dilutif. La Société a l'intention de régler les DVASR acquis en trésorerie à la date d'acquisition.

Ratios financiers

Pour la gestion de sa structure financière, la Société surveille plusieurs ratios financiers non conformes aux PCGR en tant qu'indice de sa santé financière générale. La structure financière de la Société se compose des capitaux propres et de la dette, qui s'entend de la dette à court et à long terme. Dans le cadre de la gestion de sa structure financière, la Société peut modifier ses dépenses d'investissement et les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions pour les annuler aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal de l'activité, émettre de nouvelles actions, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser la dette existante. Voici les principaux ratios actuellement surveillés par la Société.

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2011	31 décembre 2010
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette ¹⁾	1,8 x	1,6 x
Ratio dette/BAIIA ajusté ¹⁾	1,9 x	1,6 x
Ratio dette/capitaux permanents ¹⁾	33 %	31 %

1) Mesure non conforme aux PCGR 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 et engagements de nature contractuelle de la Société.

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus					Par la suite	Total
	2012	2013	2014	2015	2016		
Dette à long terme ¹⁾	492 \$	500 \$	1 000 \$	- \$	- \$	6 137 \$	8 129 \$
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	45	47	46	39	34	4 142	4 353
Autres obligations à long terme	38	90	91	92	93	2 112	2 516
Contrats de location-financement	45	89	89	89	89	310	711
Obligations ²⁾	620	726	1 226	220	216	12 701	15 709
Transport et traitement	747	795	856	860	767	5 053	9 078
Achats de biens et services	531	198	128	87	46	72	1 062
Contrats de location simple	52	47	44	39	33	94	309
Engagements relatifs à des dépenses en immobilisations	166	7	7	8	7	80	275
Engagements	1 496	1 047	1 035	994	853	5 299	10 724
Total des obligations contractuelles	2 116 \$	1 773 \$	2 261 \$	1 214 \$	1 069 \$	18 000 \$	26 433 \$
Recouvrements de contrats de sous-location	(25) \$	(45) \$	(45) \$	(46) \$	(46) \$	(1 045) \$	(1 252) \$

1) Composante capital uniquement. Se reporter à la note 17 afférente aux états financiers consolidés.

2) La Société a comptabilisé des passifs de 11 088 M\$ se rapportant à ces obligations.

Les autres obligations à long terme concernent un bail de 25 ans conclu avec un promoteur immobilier non lié pour le projet d'immeubles de bureaux The Bow, qui a été comptabilisé comme une immobilisation en cours de construction, à laquelle correspond un passif de 1 309 M\$. En 2012, Encana se chargera d'occuper les bureaux de The Bow et commencera à effectuer des paiements au promoteur non lié. Au cours de la durée de 25 ans du bail, Encana dépréciera l'actif de The Bow et réduira la charge à payer. À la fin de la période de 25 ans, l'actif résiduel et le passif correspondant seront décomptabilisés. En parallèle avec l'opération de scission, Encana a sous-loué une partie des bureaux de The Bow à Cenovus. Les recouvrements de contrats de sous-location comprennent les coûts de sous-location à recouvrer auprès de Cenovus.

Les contrats de location-financement comprennent un engagement lié aux installations de production de Deep Panuke, qui a été comptabilisé comme une immobilisation en cours de construction à laquelle correspond un passif de 607 M\$. Au début des activités en 2012, Encana constatera les installations de production à titre de contrats de location-financement. Les paiements contractuels non actualisés d'Encana sont limités à 711 M\$ (montant actualisé de 497 M\$).

En plus du total des obligations contractuelles susmentionnées, Encana a pris des engagements dans le cadre de son programme de gestion des risques, et la Société a l'obligation de capitaliser son régime de retraite à prestations définies et ses autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Pour obtenir de plus amples renseignements, il y a lieu de se reporter respectivement aux notes 22 et 21 afférentes aux états financiers consolidés annuels. La Société prévoit financer ses engagements de 2012 à l'aide des flux de trésorerie.

Éventualités

Actions en justice

Encana est partie à diverses actions en justice dans le cours normal de ses activités et elle estime avoir constitué une provision adéquate à cet égard.

Gestion des risques

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

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

Les risques qui entachent la réputation d'Encana, ou 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 faible coût, et qui permet à la Société de bien résister à l'incertitude des marchés. La direction a adapté les stratégies de gestion des risques liés aux activités opérationnelles et des risques financiers afin de pouvoir réagir rapidement à l'évolution de la conjoncture économique et atténuer ou réduire le risque.

Risques financiers

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

Les risques financiers comprennent notamment :

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

Encana atténue en partie les risques financiers auxquels elle est exposée au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques. Le recours à des instruments financiers dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par le conseil d'administration. Toutes les conventions visant des dérivés financiers sont conclues avec d'importantes institutions financières au Canada et aux États-Unis ou avec des contreparties jouissant de cotes de solvabilité de première qualité.

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 les objectifs au chapitre du rendement des investissements et de la croissance, tout en maintenant les ratios financiers prescrits.

Pour réduire en partie le risque lié aux prix du gaz naturel, la Société peut conclure des opérations qui établissent un prix plancher. Pour se protéger contre la variation des écarts de prix du gaz naturel entre les régions, Encana conclut des opérations qui visent à gérer l'écart de prix entre ses régions productrices et différents points de vente. Des renseignements supplémentaires, notamment le détail des instruments financiers détenus par Encana en date du 31 décembre 2011, figurent à la note 22 afférente 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, que ce soit au moyen du papier commercial, des marchés des titres d'emprunt et des facilités de crédit bancaire renouvelable consenties. Encana surveille de près sa capacité à accéder à du crédit à des conditions avantageuses et à disposer de liquidités suffisantes pour financer ses dépenses d'investissement ainsi que le versement de dividendes. La Société réduit aussi son risque de liquidité en gérant sa structure financière. Pour gérer sa structure financière, la Société peut modifier ses dépenses d'investissement et les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions pour les annuler aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal de l'activité, émettre de nouvelles actions, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser la dette existante.

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 gains ou les 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 de créance 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 dette libellée en dollars américains ou en dollars canadiens.

La Société peut atténuer en partie 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 d'évaluer les réserves et les ressources est tributaire des risques financiers, y compris les prix des marchandises dont il a été fait mention, le maintien de la demande de ses produits et d'autres facteurs de risque qui échappent à son contrôle, tels le contexte général des affaires et les conditions des marchés, les récessions et les perturbations des marchés des capitaux, l'état général des marchés financiers, y compris l'intérêt des investisseurs pour le secteur du pétrole et du gaz naturel en général et pour les titres de la Société en particulier, la capacité d'obtenir et de conserver un financement avantageux pour remplir ses engagements, les questions législatives, environnementales et réglementaires, les augmentations de coûts imprévues, les redevances, les impôts, la disponibilité du matériel de forage et d'autres pièces de matériel, la capacité d'accéder à des terrains, la capacité d'accéder à l'eau pour les activités de fracturation hydrauliques, les conditions météorologiques, la disponibilité de la capacité de traitement, la disponibilité et la proximité de la capacité des pipelines, les défaillances techniques, les accidents, la présence d'une main-d'œuvre qualifiée et la qualité des réservoirs. Si Encana est dans l'impossibilité d'acquérir ou de découvrir des réserves et des ressources supplémentaires de gaz naturel, ses réserves, ses ressources et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels, ses flux de trésorerie dépendant donc grandement de l'exploitation fructueuse des réserves et des ressources actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves et de ressources supplémentaires.

Pour atténuer ces risques 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. Les équipes responsables des actifs font un examen approfondi des programmes d'immobilisations antérieurs pour découvrir 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 éléments opérationnels qui ont une incidence défavorable sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés au plan du projet de l'exercice en question. Ces résultats sont analysés annuellement pour les besoins du programme d'immobilisations 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 enseignements tirés des projets antérieurs ont été diffusés dans toute l'entreprise. Ce contrôle est effectué principalement dans le cas de projets de prospection et de zones de ressources à l'étape du démarrage, 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 liés aux activités opérationnelles au moyen d'autres politiques, systèmes et processus ainsi que par la mise en œuvre d'un programme d'assurance exhaustif.

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

La Société a à cœur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes, notamment aux autorités de réglementation. Les activités de la Société sont exposées à l'ensemble des risques liés aux activités opérationnelles associés normalement à la prospection, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN, ainsi qu'à l'exploitation d'installations médianes. Lorsqu'elle évalue l'importance des risques liés à l'environnement, Encana tient compte de plusieurs facteurs qualitatifs et quantitatifs, notamment en matière de finances, d'exploitation, de réputation et de réglementation en ce qui a trait au facteur de risque relevé. Ces risques sont gérés par l'application de politiques et de normes conformes ou supérieures à la réglementation publique et aux normes sectorielles. Encana dispose en outre d'un système qui lui permet de repérer, de mesurer et de maîtriser les risques liés à la sécurité et à l'environnement, et qui prévoit la transmission régulière de rapports à la direction générale et au conseil d'administration. Le comité de la responsabilité générale, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'Encana recommande l'approbation de la politique environnementale de la Société et surveille l'observation des lois et des règlements publics. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités 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 un coût 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 pour développer le 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 du 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 les exigences des autorités de réglementation, voire les dépasse dans bien des cas. Le gouvernement fédéral des États-Unis et du Canada et le gouvernement de certains États américains et provinces canadiennes examinent actuellement divers aspects du cadre scientifique, réglementaire et politique dans lequel les opérations de fracturation hydrauliques sont menées. À l'heure actuelle, ces gouvernements sont surtout occupés à recueillir, examiner et évaluer l'information technique concernant le procédé de fracturation hydraulique et n'ont pas donné de détails concernant des modifications effectives, proposées ou envisagées au cadre réglementaire de la fracturation hydraulique, sauf en ce qui concerne les obligations d'informations chimiques accrues dans de nombreux territoires où la Société exerce ses activités. L'Environmental Protection Agency (« EPA ») des États-Unis a réalisé une étude des conséquences environnementales possibles de la fracturation hydraulique, notamment en ce qui concerne les sources d'eau potable et la santé publique. L'EPA a aussi publié un projet de rapport décrivant les résultats de son étude des eaux souterraines au champ de gaz naturel Pavillion d'Encana, situé au Wyoming. Bien que le projet de rapport de l'EPA n'ait pas été soumis à la vérification scientifique 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 et participera à la version canadienne récemment annoncée de ce registre. 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 au www.encana.com.

Changements climatiques

Le gouvernement fédéral 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, 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 en immobilisations. 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 qu'à compter du 1^{er} 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 de compensation 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 dioxyde 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 dioxyde de carbone sans effet sur les revenus, en vigueur depuis le 1^{er} 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 dioxyde de carbone, elle était de 20 \$ CA la tonne en 2011 et passera à 30 \$ CA la tonne d'ici 2012. Le coût estimatif des émissions de dioxyde 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 des États-Unis 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 en ce qui concerne 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 en ce qui a trait à la prospection et à la production du pétrole et du gaz. Encana continuera de suivre l'évolution de la situation en 2012.

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 :

- la pondération considérable de sa production en gaz naturel;
- 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 le secteur d'activité.

Encana a adopté une stratégie proactive à l'égard de l'application de la nouvelle réglementation en matière de dioxyde de carbone. Cette stratégie est composée des trois grands volets suivants :

- *Gérer les coûts existants.* 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 sont gérées de façon énergique 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.
- *Réagir aux signaux de prix.* À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires de compétence où Encana exerce ses activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. La Société maintient une initiative d'efficacité environnementale afin d'accroître l'efficacité énergétique de ses activités. Le prix des réductions éventuelles de dioxyde de carbone joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu du dioxyde de carbone, le cas échéant, Encana essaie également de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.
- *Prévoir des scénarios de réductions futures des émissions de dioxyde de carbone.* 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 emploiera 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 dioxyde de 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 dioxyde de carbone sur la stratégie de la Société en fonction de coûts s'échelonnant entre environ 10 \$ et 50 \$ la tonne d'émissions et de différents niveaux de couverture des émissions. Encana examine également l'incidence de la réglementation relative au dioxyde de carbone sur ses principaux projets. Malgré l'incertitude entourant la réglementation future en la matière, Encana projette de continuer à évaluer le coût du dioxyde de carbone par rapport à ses investissements, selon une série de scénarios.

Encana est consciente que les émissions de dioxyde de carbone comportent un coût. Elle est persuadée que la réglementation sur les GES et les coûts du dioxyde de 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 la stratégie de 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 dioxyde de 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 le rapport sur la responsabilité de la Société qui peut être consulté sur son site Web, à l'adresse www.encana.com.

Méthodes comptables et estimations

Adoption des Normes internationales d'information financière

Le 1^{er} janvier 2011, Encana a adopté les IFRS aux fins de la présentation de l'information financière, en choisissant le 1^{er} janvier 2010 comme date de transition. Les états financiers consolidés de la Société de l'exercice clos le 31 décembre 2011, y compris les informations comparatives exigées pour 2010, ont été établis conformément aux IFRS publiées par l'IASB. Puisque les états financiers consolidés d'Encana ont été établis conformément aux IFRS pour la première fois, la Société s'est conformée à IFRS 1, *Première application des Normes internationales d'information financière*. Avant 2011, la Société préparait ses états financiers selon les PCGR du Canada, ou le référentiel comptable antérieur. L'adoption des IFRS n'a pas eu d'incidence importante sur les activités, les décisions stratégiques, les flux de trésorerie et les dépenses d'investissement de la Société.

Les méthodes comptables en IFRS appliquées par la Société sont présentées à la note 3 afférente aux états financiers consolidés. En outre, la note 26 afférente aux états financiers consolidés présente les rapprochements entre les résultats selon le référentiel comptable antérieur de 2010 et les résultats en IFRS de 2010 de la Société.

Le tableau et l'exposé ci-après présentent un sommaire du rapprochement des résultats selon le référentiel comptable antérieur de 2010 et les résultats en IFRS d'Encana, ainsi qu'une analyse des principaux changements de méthodes comptables découlant du passage aux IFRS.

Sommaire du rapprochement du résultat net – Référentiel comptable antérieur aux IFRS

(en millions de dollars)	2010				
	Annuel	T4	T3	T2	T1
Résultat net – référentiel comptable antérieur	1 499 \$	(42) \$	569 \$	(505) \$	1 477 \$
(Ajout) / déduction après impôt :					
Dépenses de prospection et d'évaluation	27	26	1	(1)	1
Dotations aux amortissements et à l'épuisement	60	17	18	15	10
Pertes de valeur	371	371	-	-	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(101)	12	(51)	(28)	(34)
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1	1	-	-	-
Rémunération	5	-	(6)	1	10
Change	(34)	-	1	(35)	-
	329	427	(37)	(48)	(13)
Résultat net – IFRS	1 170 \$	(469) \$	606 \$	(457) \$	1 490 \$

Rapprochement du résultat opérationnel – référentiel comptable antérieur aux IFRS

(en millions de dollars)	2010				
	Annuel	T4	T3	T2	T1
Résultat opérationnel¹⁾ – référentiel comptable antérieur	665 \$	68 \$	98 \$	81 \$	418 \$
(Ajout) / déduction après impôt :					
Dépenses de prospection et d'évaluation	1	-	1	(1)	1
Dotations aux amortissements et à l'épuisement	60	17	18	15	10
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1	1	-	-	-
Rémunération	5	-	(6)	1	10
	67	18	13	15	21
Résultat opérationnel¹⁾ – IFRS	598 \$	50 \$	85 \$	66 \$	397 \$

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

Ratios financiers – référentiel comptable antérieur et IFRS

(en millions de dollars)	2010				
	Annuel	T4	T3	T2	T1
Flux de trésorerie¹⁾					
Référentiel comptable antérieur	4 439 \$	917 \$	1 132 \$	1 217 \$	1 173 \$
IFRS	4 437	917	1 131	1 217	1 172
Dépenses d'investissement					
Référentiel comptable antérieur	4 773 \$	1 427 \$	1 227 \$	1 099 \$	1 020 \$
IFRS	4 764	1 426	1 218	1 096	1 024
Ratio dette/capitaux permanents¹⁾					
Référentiel comptable antérieur	31 %				
IFRS	31 %				

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

Modifications des méthodes comptables découlant du passage aux IFRS

L'exposé qui suit explique les différences importantes entre les méthodes comptables qu'Encana appliquait suivant le référentiel comptable antérieur et celles que la Société applique désormais en vertu des IFRS. Les méthodes IFRS ont été appliquées de façon rétrospective et constante, sauf lorsque des exemptions optionnelles et obligatoires prévues par IFRS 1 permettaient un traitement de rechange lors du passage aux IFRS pour les nouveaux adoptants.

La modification la plus importante qui a été apportée aux méthodes comptables de la Société concerne la comptabilisation des coûts relatifs aux activités en amont. Lorsqu'elle suivait le référentiel comptable antérieur, Encana observait les directives de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA ») sur la comptabilisation du coût entier, selon lesquelles tous les coûts directement associés à l'acquisition, à la prospection et à la mise en valeur de réserves de gaz naturel et de liquides étaient capitalisés par centres de coûts, pays par pays. Les coûts accumulés dans le centre de coûts que représentait chaque pays étaient ensuite amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction des réserves prouvées établies à l'aide d'estimations des prix et coûts futurs. Au moment du passage aux IFRS, la Société a dû adopter de nouvelles méthodes pour comptabiliser ses activités en amont, notamment en ce qui a trait aux dépenses de prospection et d'évaluation et aux coûts de mise en valeur.

Aux termes des IFRS, les dépenses de prospection et d'évaluation sont celles qui se rapportent à une zone dont la faisabilité technique et la viabilité commerciale n'ont pas encore été démontrées. Les dépenses qui se rapportent à une zone dont la faisabilité technique et la viabilité commerciale ont été démontrées sont considérées comme des coûts de mise en valeur. Encana s'est prévaluée de l'exemption prévue par IFRS 1 selon

laquelle, au 1^{er} janvier 2010, elle a considéré que le coût présumé de ses actifs en amont aux termes des IFRS était égal à la valeur comptable nette de ses immobilisations corporelles en amont qui figurait dans les états financiers préparés conformément au référentiel comptable antérieur. Les dépenses de prospection et d'évaluation ont donc été présumées égales à la valeur des biens non prouvés et les coûts de mise en valeur, égaux au solde du compte de capitalisation du coût entier en amont. Conformément aux IFRS, les dépenses de prospection et d'évaluation sont présentées à titre d'actifs de prospection et d'évaluation, et les coûts de mise en valeur sont inclus dans les immobilisations corporelles à l'état consolidé de la situation financière.

Prospection et évaluation

Le montant des actifs de prospection et d'évaluation au 1^{er} janvier 2010 a été présumé égal à 1 885 M\$, montant qui correspond à la valeur des biens non prouvés calculée selon le référentiel comptable antérieur. La Société a donc reclassé une somme de 1 885 M\$ transférée depuis les immobilisations corporelles vers les actifs de prospection et d'évaluation à l'état consolidé de la situation financière au 1^{er} janvier 2010. Au 31 décembre 2010, les actifs de prospection et d'évaluation de la Société se chiffraient à 2 158 M\$, soit 1 114 M\$ pour la division Canada et 1 044 M\$ pour la division États-Unis.

Selon le référentiel comptable antérieur, les dépenses de prospection et d'évaluation étaient incorporées dans les immobilisations corporelles conformément aux directives sur la comptabilisation du coût entier prescrites par l'ICCA. Désormais, conformément aux IFRS, Encana inscrit d'abord ces dépenses à titre d'actifs de prospection et d'évaluation. Lorsque la faisabilité technique et la viabilité commerciale d'une zone ont été démontrées, les coûts inscrits à l'actif sont sortis des actifs de prospection et d'évaluation et comptabilisés dans les immobilisations corporelles. Aux termes des IFRS, la partie non recouvrable des dépenses de prospection et d'évaluation qui se rapportent à une zone donnée ainsi que les coûts engagés avant l'obtention des droits légaux de prospecter sont passés en charges.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, Encana a transféré 303 M\$ depuis les dépenses de prospection et d'évaluation inscrites à l'actif vers les immobilisations corporelles, et elle a passé en charges 50 M\$ de dépenses de prospection et d'évaluation inscrites à l'actif et irrécouvrables ainsi que 15 M\$ de dépenses de prospection directes. L'application des IFRS aux dépenses de prospection et d'évaluation s'est traduite par une diminution de 27 M\$, après impôt, du résultat net d'Encana calculé selon le référentiel comptable antérieur pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Dotation aux amortissements et à l'épuisement

Le montant des coûts de mise en valeur au 1^{er} janvier 2010 a été présumé égal à 23 216 M\$, montant qui correspond au solde du compte de capitalisation du coût entier des actifs en amont calculé selon le référentiel comptable antérieur. Tout comme c'était le cas aux termes du référentiel comptable antérieur, ces coûts sont inscrits à l'actif dans les immobilisations corporelles selon les IFRS. Par contre, selon le référentiel comptable antérieur, les coûts de mise en valeur étaient amortis selon la méthode des unités de production appliquée pour chaque centre de coûts représenté par un pays; selon les IFRS, ces coûts sont toujours amortis selon la méthode des unités de production, mais cette méthode est appliquée au niveau de zones définies au préalable. L'exemption prévue par IFRS 1 a permis à la Société d'attribuer les coûts de mise en valeur à chaque zone en fonction des réserves prouvées de chaque division au 1^{er} janvier 2010.

Le calcul de la dotation aux amortissements et à l'épuisement au niveau des zones conformément aux IFRS a donné lieu à une augmentation de 86 M\$ de la dotation aux amortissements et à l'épuisement pour l'exercice clos le 31 décembre 2010. Le résultat net d'Encana a diminué de 60 M\$ après impôt par rapport au résultat établi selon le référentiel comptable antérieur pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 par suite du calcul de la dotation aux amortissements et à l'épuisement au niveau des zones selon les IFRS.

Pertes de valeur

Aux termes du référentiel comptable antérieur, une perte de valeur des actifs en amont était comptabilisée si la valeur comptable de ces actifs surpassait les flux de trésorerie non actualisés attendus des réserves prouvées pour un centre de coûts représenté par un pays. La perte de valeur correspondait à l'excédent de la valeur comptable sur la somme de la juste valeur des réserves prouvées et probables et du coût des biens non prouvés.

Les pertes de valeur comptabilisées selon le référentiel comptable antérieur ne pouvaient pas être reprises par la suite.

Aux termes des IFRS, une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur comptable des actifs en amont dépasse la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle ces actifs appartiennent. Les zones définies pour les activités en amont sont regroupées en unités génératrices de trésorerie en fonction de leur capacité à générer des flux de trésorerie largement indépendants. Si la valeur comptable de l'unité génératrice de trésorerie est supérieure au montant qui peut en être recouvré, l'unité génératrice de trésorerie est dépréciée par imputation d'une perte de valeur au résultat net. Les pertes de valeur comptabilisées selon les IFRS sont reprises si la valeur recouvrable augmente de nouveau par la suite. Les reprises de pertes de valeur sont comptabilisées en résultat net, et la valeur comptable de l'unité génératrice de trésorerie est augmentée pour qu'elle corresponde à sa valeur recouvrable révisée comme si aucune dépréciation n'avait été comptabilisée au cours de périodes précédentes.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, Encana a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 371 M\$ se rapportant aux actifs en amont des activités extracôtières de la division Canada, qui forment une unité génératrice de trésorerie selon les IFRS. La perte de valeur comptabilisée correspondait à la différence entre la valeur comptable nette des actifs au 31 décembre 2010 et leur valeur recouvrable. Quant à la valeur recouvrable, elle a été déterminée au moyen de la juste valeur diminuée des coûts de la vente en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés après impôt attendus des réserves prouvées et probables établis à l'aide des prix et coûts projetés. Aux termes du référentiel comptable antérieur, ces actifs étaient inclus dans le test de plafonnement du coût entier du centre de coûts canadien, qui n'avait révélé aucune dépréciation au 31 décembre 2010.

Sorties d'actifs

Selon le référentiel comptable antérieur, le produit des sorties d'actifs en amont était déduit du compte de capitalisation du coût entier sans comptabilisation d'un profit ou d'une perte, sauf si cette déduction entraînait un changement de 20 % ou plus du taux d'épuisement rattaché au centre de coûts représenté par un pays, auquel cas un profit ou une perte était comptabilisé.

Aux termes des IFRS, les sorties d'actifs donnent lieu à la comptabilisation d'un profit ou d'une perte correspondant à la différence entre la valeur comptable nette de l'actif sorti et le produit de sa sortie. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, Encana a comptabilisé un profit net en IFRS de 143 M\$ à la sortie d'actifs, ce qui n'était pas le cas aux termes du référentiel comptable antérieur. Ce profit net provient à hauteur de 90 M\$ de la division Canada et de 53 M\$ de la division États-Unis. La comptabilisation des sorties d'actifs aux termes des IFRS a aussi entraîné une augmentation de 101 M\$ après impôt du résultat net calculé selon le référentiel comptable antérieur pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Le référentiel comptable antérieur stipulait que le montant des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations devait correspondre à la juste valeur estimative des dépenses qui seraient vraisemblablement engagées pour la mise hors service et le déclassement. On ne réévaluait pas ce passif pour refléter le taux d'actualisation en vigueur à la fin de la période.

Selon les IFRS, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont évaluées comme la meilleure estimation des dépenses qui seront engagées et doivent être réévaluées à l'aide du taux d'actualisation de fin de période.

S'étant prévaluée de l'exemption prévue par IFRS 1 concernant les actifs en amont, dont il est fait mention plus haut, Encana a dû réévaluer ses obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la date de transition aux IFRS et comptabiliser l'écart dans les résultats non distribués. L'application de cette exemption s'est traduite par une augmentation de 32 M\$ des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comptabilisées à l'état consolidé de la situation financière d'Encana au 1^{er} janvier 2010 et par la comptabilisation d'une charge après impôt connexe de 26 M\$ dans les résultats non distribués. Les réévaluations ultérieures de ce passif aux termes des IFRS sont comptabilisées dans les immobilisations corporelles, l'ajustement correspondant étant imputé aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Au 31 décembre 2010, exclusion faite de

l'ajustement au 1^{er} janvier 2010, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations avaient augmenté de 101 M\$, montant qui reflète essentiellement la réévaluation de ce passif au taux d'actualisation d'Encana, qui se situait à 5,4 % au 31 décembre 2010.

Rémunération

Paiements fondés sur des actions

Aux termes du référentiel comptable antérieur, Encana comptabilisait certains de ses régimes de rémunération fondée sur des actions selon la méthode de la valeur intrinsèque, aux termes de laquelle l'obligation et les coûts de rémunération étaient comptabilisés sur la période d'acquisition des droits. La valeur intrinsèque d'un droit à la valeur des actions correspond à l'excédent du cours de l'action de la Société sur le prix d'exercice du droit en question.

Pour les régimes de rémunération fondée sur des actions, les IFRS exigent que le passif correspondant aux paiements fondés sur des actions soit évalué à la juste valeur à l'aide d'un modèle d'évaluation des options, comme le modèle Black-Scholes-Merton, à chaque date de clôture. Aussi la Société a-t-elle comptabilisé, au moment de la transition aux IFRS, un ajustement à la juste valeur de 38 M\$ au 1^{er} janvier 2010 de façon à accroître le passif lié à la rémunération fondée sur des actions, une charge correspondante étant imputée aux résultats non distribués. Encana s'est prévalu de l'exemption prévue par IFRS 1 aux termes de laquelle elle n'est pas tenue de retraiter de manière rétrospective tout passif lié à des paiements fondés sur des actions qui étaient acquis ou ont été réglés avant le 1^{er} janvier 2010. Les ajustements à la juste valeur ultérieurs, aux termes des IFRS, seront comptabilisés dans les immobilisations corporelles, les dépenses de prospection et d'évaluation, les charges opérationnelles et les charges administratives, l'ajustement correspondant étant apporté au passif lié à la rémunération fondée sur des actions.

En plus de l'ajustement comptabilisé au 1^{er} janvier 2010 susmentionné, les réévaluations à la juste valeur prévues par les IFRS et postérieures à la date de transition ont fait augmenter de 20 M\$ par rapport au référentiel comptable antérieur le passif courant lié aux paiements fondés sur des actions au 31 décembre 2010.

Régimes de retraite

Encana a retenu l'exemption prévue par IFRS 1 selon laquelle le montant net cumulé des écarts actuariels non amortis du régime de retraite à prestations définies est imputé aux résultats non distribués au 1^{er} janvier 2010. Ce choix s'est traduit par une augmentation de 75 M\$ de l'obligation au titre des prestations constituées et par l'imputation d'une charge correspondante de 55 M\$ après impôt aux résultats non distribués.

L'application des IFRS aux paiements fondés sur des actions et aux régimes de retraite s'est traduite par une diminution de 5 M\$, après impôt, du résultat net d'Encana calculé selon le référentiel comptable antérieur pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Change

Comme le permet IFRS 1, la Société a choisi d'appliquer l'exemption qui consiste à fixer à zéro le montant cumulé des écarts de conversion au moment de la transition aux IFRS. Par conséquent, un ajustement de 755 M\$ a été apporté aux résultats non distribués au 1^{er} janvier 2010. Ce reclassement n'a pas eu d'incidence sur le total des capitaux propres au 1^{er} janvier 2010. Par suite de ce choix, la Société n'a pas eu à retraiter ses comptes de manière rétrospective selon les méthodes que préconisent les IFRS à l'endroit des opérations en monnaies étrangères.

De plus, les profits et pertes de change futurs qui seront comptabilisés dans le montant cumulé des écarts de conversion seront différents selon les IFRS par rapport à ce qu'ils étaient lorsqu'ils étaient comptabilisés selon le référentiel comptable antérieur. L'application de l'exemption prévue par IFRS a entraîné une augmentation de 34 M\$ du résultat net calculé selon le référentiel comptable antérieur pour l'exercice clos le 31 décembre 2010. Cette augmentation a découlé de la reprise d'une perte de change comptabilisée selon le référentiel comptable antérieur qui a été comptabilisée dans les résultats non distribués aux termes des IFRS par suite de l'exemption retenue.

Les ajustements aux termes des IFRS susmentionnés sont comptabilisés dans la monnaie fonctionnelle de la Société et sont donc eux-mêmes assujettis à la conversion pour les besoins de la communication de l'information. Les écarts de change qui en résultent sont présentés dans le cumul des autres éléments du résultat global.

Impôt sur le résultat

L'impôt sur le résultat différé a été ajusté pour qu'il rende compte de l'incidence fiscale découlant des différences entre les IFRS et le référentiel comptable antérieur. À la transition aux IFRS, la Société a comptabilisé une réduction de 26 M\$ du passif d'impôt différé et une augmentation correspondante des résultats non distribués. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, l'application des ajustements IFRS susmentionnés s'est traduite par une diminution de 134 M\$ de la charge d'impôt différé de la Société et par une augmentation correspondante du résultat net d'Encana calculé selon le référentiel comptable antérieur.

Autres exemptions

Les autres exemptions prévues par IFRS 1 qu'a retenues Encana au 1^{er} janvier 2010 sont les suivantes :

- Les regroupements d'entreprises et les conventions de coentreprise conclus avant le 1^{er} janvier 2010 n'ont pas été retraités de manière rétrospective selon les IFRS.
- Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition ou à la construction d'actifs qualifiés contractés avant le 1^{er} janvier 2010 n'ont pas été retraités de manière rétrospective.
- Les contrats de location déjà évalués conformément au référentiel comptable antérieur n'ont pas été réévalués pour déterminer si un accord donné contenait un contrat de location conformément à l'interprétation 4 publiée par le Comité d'interprétation des Normes internationales d'information financière, *Déterminer si un accord contient un contrat de location*.

Pour ce qui est des autres exemptions prévues par IFRS 1, soit elles n'étaient pas applicables à la préparation de l'état consolidé de la situation financière d'Encana à la date de transition aux IFRS, le 1^{er} janvier 2010, soit leur incidence sur celui-ci était négligeable.

Prises de position publiées récemment à la suite du passage aux IFRS

Au 1^{er} janvier 2013, les normes et les modifications suivantes publiées par l'IASB entreront en vigueur : IFRS 10, *États financiers consolidés*; IFRS 11, *Partenariats*; IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*; IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*; IAS 19, *Avantages du personnel*; IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*. Au 1^{er} janvier 2015, la norme suivante publiée par l'IASB entrera en vigueur : IFRS 9, *Instruments financiers*.

Comme il a été indiqué précédemment, Encana adopte les PCGR des États-Unis conformément auxquels elle présentera les résultats de son premier trimestre de 2012. Par conséquent, les nouvelles normes et les modifications de l'IASB ne seront pas adoptées. Si Encana avait continué à présenter ses résultats selon les IFRS, elle estime que les nouvelles normes et les modifications de l'IASB n'auraient pas eu d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.

Estimations comptables cruciales selon les IFRS

La direction est tenue, pour l'application de ses méthodes et pratiques comptables, de poser des jugements et des hypothèses et de faire des estimations qui ont une incidence importante sur les résultats financiers de la Société. Le résumé ci-dessus décrit sommairement les principales méthodes et pratiques adoptées en vertu des IFRS. 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

Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur le résultat net, puisqu'elles constituent un élément essentiel du calcul de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et des tests de dépréciation. Les coûts cumulés dans chaque secteur sont amortis pour épuisement au moyen de la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation selon les réserves prouvées et en fonction des coûts et des prix futurs estimatifs. Les coûts susceptibles d'amortissement pour épuisement comprennent les coûts futurs estimatifs devant être engagés aux fins de la mise en valeur des réserves prouvées. Une révision à la baisse des estimations des réserves ou une augmentation des coûts de mise en valeur futurs estimatifs peut se traduire par la constatation d'une dotation aux amortissements et à l'épuisement supérieure à l'égard du résultat net.

Les actifs en amont, y compris les dépenses de prospection et d'évaluation et les coûts de mise en valeur, sont regroupés en unités génératrices de trésorerie en fonction de leur capacité de générer des flux de trésorerie essentiellement indépendants. Si la valeur comptable de l'unité génératrice de trésorerie est supérieure au montant qui peut en être recouvré, alors l'unité génératrice de trésorerie est dépréciée par imputation d'une perte de valeur au résultat net. Le montant recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie correspond à sa juste valeur diminuée des coûts de vente ou à sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. La juste valeur diminuée des coûts de vente peut être déterminée au moyen des flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôts des réserves prouvées et probables en fonction de prix et de coûts prévisionnels. La valeur d'utilité est établie par estimation de la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs attendus de l'utilisation continue d'une unité génératrice de trésorerie. Une révision à la baisse des estimations de réserves peut se traduire par la constatation de pertes de valeur imputées au résultat net.

Les reprises de pertes de valeur sont constatées par suite d'une augmentation ultérieure du montant recouvrable. Dans ce cas, la valeur comptable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie est majorée à son montant recouvrable révisé et une reprise de perte de valeur est constatée au résultat net.

Toutes les réserves et ressources de pétrole et de gaz d'Encana sont évaluées par des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves qui soumettent un rapport à cet égard. L'estimation des réserves est une démarche subjective. Les prévisions sont basées sur des données techniques, des taux de production futurs projetés, des prévisions de prix de marchandises estimatifs 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 en fonction des prévisions de flux de trésorerie. Les ressources éventuelles ne sont pas classées comme des réserves en raison de l'absence d'un plan de mise en valeur commerciale incluant l'intention ferme de les mettre en valeur dans un laps de temps raisonnable.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comprennent des obligations actuelles en vertu desquelles la Société devra mettre hors service des immobilisations corporelles à long terme comme des puits en production, des plates-formes de production en mer et des installations de traitement du gaz naturel. Cette obligation est évaluée à la valeur actuelle des dépenses devant être engagées. Les coûts correspondants de mise hors service d'immobilisations sont capitalisés et intégrés dans le coût des immobilisations à long terme correspondantes. Les variations de l'obligation estimative découlant de révisions du calendrier, du montant estimatif des flux de trésorerie ou de modifications du taux d'actualisation sont comptabilisées comme un changement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et au coût de mise hors service des actifs connexes.

Les augmentations de l'obligation et des coûts estimatifs liés à la mise hors service d'immobilisations accroissent les charges de désactualisation et d'amortissement et d'épuisement correspondantes imputées au résultat net. Une diminution des taux d'actualisation accroît l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, ce qui fait baisser la charge de désactualisation portée au résultat net. Les frais qui sont réellement engagés sont portés en diminution des obligations cumulées.

Goodwill

Une fois l'an, le goodwill, qui représente l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur de l'actif net acquis, est soumis à un test de dépréciation au 31 décembre de chaque année. Le goodwill est actuellement attribué aux groupes d'unités génératrices de trésorerie qui constituent ensemble les divisions Canada et États-Unis. Cela représente le niveau inférieur de surveillance du goodwill aux fins de la gestion interne.

Pour évaluer la dépréciation, la valeur comptable du goodwill de chaque division est comparée au montant recouvrable des groupes d'unités génératrices de trésorerie de la division. Si la valeur comptable de la division dépasse le montant recouvrable, le goodwill correspondant est déprécié et une perte de valeur est constatée au résultat net. Les pertes de valeur du goodwill ne sont pas reprises.

Le montant recouvrable correspond à la juste valeur diminuée des coûts de la vente des divisions ou à leur juste valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. La juste valeur diminuée des coûts de la vente est obtenue par estimation des flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôts des groupes d'unités génératrices de trésorerie. Les flux de trésorerie nets futurs actualisés peuvent être fondés sur les prix et les coûts des marchandises prévus sur la vie économique attendue des réserves prouvées et probables, actualisés en fonction des taux fondés sur le marché. La valeur d'utilité est établie par estimation de la valeur actuelle des flux de trésorerie nets futurs attendus de l'utilisation continue de l'ensemble des unités génératrices de trésorerie. Une révision à la baisse des estimations de réserves pourrait donner lieu à la constatation d'une charge de perte de valeur de goodwill au résultat net.

Impôt sur le résultat

Encana utilise la méthode du report variable pour comptabiliser son impôt sur le résultat. Selon cette méthode, la Société constate l'impôt différé au titre de l'incidence de toute différence temporelle entre la valeur comptable et la base fiscale d'un actif ou d'un passif, d'après les taux d'imposition pratiquement en vigueur. L'impôt sur le résultat exigible pour la période antérieure ou considérée 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 adoptés ou quasi adoptés à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les actifs et passifs d'impôt différé sont ajustés pour tenir compte des modifications des taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur qui devraient s'appliquer à l'ajustement correspondant inscrit en résultat net ou dans les capitaux propres selon l'élément auquel l'ajustement se rapporte.

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 du prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La Société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

Les instruments financiers dérivés qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ou qui ne sont pas désignés comme couvertures aux fins comptables sont comptabilisés à la juste valeur. Ces instruments sont inscrits à l'état de la situation financière à titre d'actif ou de passif, les variations de leur juste valeur étant portées en résultat net. Les profits et les pertes réalisés sont comptabilisés dans les produits des activités ordinaires au règlement des contrats. Les profits et les pertes latents sont présentés dans les produits des activités ordinaires à la fin de chaque exercice respectif en fonction de la variation de la juste valeur. La juste valeur estimative des instruments dérivés se fonde sur les cours ou, en l'absence de cours, sur des indices de marché et des prévisions de source indépendante. La juste valeur estimative des actifs et des passifs financiers est soumise à l'incertitude relative à la mesure.

Pour 2010 et jusqu'à 2011, la Société a choisi de ne désigner aucun de ses instruments financiers dérivés comme couverture aux fins comptables et, en conséquence, les variations de la juste valeur des instruments dérivés ont été portées en résultat net de la Société.

Principes comptables généralement reconnus des États-Unis

En décembre 2011, Encana a annoncé qu'elle adoptera les PCGR des États-Unis pour l'information financière de 2012. Par conséquent, elle présentera ses résultats de 2012 conformément aux PCGR des États-Unis. À son avis, les résultats financiers selon les PCGR des États-Unis s'avèrent pertinents et procurent une information plus directement comparable à celle des sociétés américaines similaires. Encana a jusqu'ici fourni des rapprochements avec les PCGR des États-Unis dans ses états financiers consolidés annuels. Un rapprochement des résultats d'Encana, entre les IFRS et les PCGR des États-Unis, est présenté à la note 27 afférente aux états financiers consolidés annuels de la Société.

Le tableau et l'exposé ci-après présentent un sommaire du rapprochement des résultats d'Encana en 2011 et en 2010 selon les IFRS, d'une part, et selon les PCGR des États-Unis, d'autre part, ainsi qu'une analyse des principaux changements de méthodes comptables découlant des PCGR des États-Unis.

Sommaire du rapprochement du résultat net – IFRS aux PCGR des États-Unis

<i>(en millions de dollars)</i>	2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	
Résultat net – IFRS	128 \$	(246) \$	120 \$	176 \$	78 \$	1 170 \$
Ajout / (déduction) après impôts :						
Comptabilisation du coût entier						
Dépenses de prospection et d'évaluation	92	5	2	79	6	27
Dotations aux amortissements et à l'épuisement	779	206	207	194	172	883
Perte de valeur - IFRS	854	854	-	-	-	371
- PCGR des États-Unis	(1 687)	(1 105)	-	-	(582)	-
Profit (perte) à la sortie d'actifs, montant net	(213)	(105)	1	(26)	(83)	(101)
Impôt sur le résultat	21	(84)	129	(40)	16	-
Autres	31	(1)	-	-	32	(7)
Résultat net – PCGR des États-Unis	5 \$	(476) \$	459 \$	383 \$	(361) \$	2 343 \$

Rapprochement du résultat net – IFRS aux PCGR des États-Unis

<i>(en millions de dollars)</i>	2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Résultat opérationnel¹⁾ – IFRS	398 \$	46 \$	171 \$	166 \$	15 \$	598 \$
Ajout / (déduction) après impôts :						
Comptabilisation du coût entier						
Dépenses de prospection et d'évaluation	14	5	2	1	6	1
Dotations aux amortissements et à l'épuisement	779	206	207	194	172	883
Profit (perte) à la sortie d'actifs	(15)	(17)	2	-	-	-
Impôt sur le résultat	21	(84)	129	(40)	16	-
Autres	(6)	(6)	-	-	-	(8)
Résultat opérationnel¹⁾ – PCGR des États-Unis	1 191 \$	150 \$	511 \$	321 \$	209 \$	1 474 \$

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

Ratios financiers – IFRS et PCGR des États-Unis

<i>(en millions de dollars)</i>	2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie¹⁾						
IFRS	4 175 \$	976 \$	1 157 \$	1 087 \$	955 \$	4 437 \$
PCGR des États-Unis	4 216	983	1 181	1 089	963	4 439
Total de l'actif						
IFRS	33 918 \$					33 583 \$
PCGR des États-Unis	22 926					22 440
Total du passif						
IFRS	17 594 \$					16 750 \$
PCGR des États-Unis	14 348					12 947
Capitaux propres						
IFRS	16 324 \$					16 833 \$
PCGR des États-Unis	8 578					9 493
Ratio dette/capitaux permanents¹⁾						
IFRS	33 %					31 %
PCGR des États-Unis	49 %					45 %
Rendement du capital investi¹⁾						
IFRS	2 %					6 %
PCGR des États-Unis	2 %					16 %

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

Modifications des méthodes comptables selon les PCGR des États-Unis

Les principales différences entre les méthodes comptables selon les IFRS d'Encana et celles appliquées par la Société selon les PCGR des États-Unis, y compris les conséquences connexes sur les résultats financiers consolidés de la Société, sont expliquées ci-après.

Comptabilisation du coût entier

En vertu des PCGR des États-Unis, Encana comptabilise les activités en amont conformément aux règles de la capitalisation du coût entier aux termes desquelles tous les coûts associés directement à l'acquisition, à la prospection et à la mise en valeur de réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN sont incorporés par centre de coûts représenté par un pays dans un compte de coût entier. Les coûts cumulés dans chaque centre de coûts sont amortis pour épuisement selon la méthode des unités de production et sont soumis à un test de plafonnement pour évaluer la dépréciation. Les calculs de la dépréciation et les pertes de valeur découlant du test de plafonnement sont déterminés à l'aide des réserves prouvées selon un prix moyen établi sur la période de 12 mois précédente et les coûts non actualisés.

Dépenses de prospection et d'évaluation

Selon les PCGR des États-Unis, toutes les dépenses de prospection et d'évaluation sont incorporés dans le compte de coût entier et sont présentées comme des immobilisations corporelles. Ces dépenses représentent généralement le solde des biens non prouvés. Le coût des biens non prouvés est exclu, par centre de coûts, de ceux qui sont assujettis à la dotation aux amortissements et à l'épuisement jusqu'à ce qu'il soit déterminé que les biens recèlent des réserves prouvées ou qu'une dépréciation a été subie. En cas de dépréciation, les coûts sont inclus dans les coûts assujettis aux dotations aux amortissements et à l'épuisement.

Selon les IFRS, les dépenses de prospection et d'évaluation sont inscrites initialement comme des actifs de prospection et d'évaluation. Les coûts associés à une zone considérée comme commercialement viable sont transférés vers les immobilisations corporelles, tandis que les coûts non recouvrables sont passés en charges.

Selon les PCGR des États-Unis, les dépenses de prospection et d'évaluation ont diminué de 142 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (92 M\$ après impôt), les coûts ayant été incorporés dans le compte de coût entier. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les dépenses de prospection et d'évaluation ont diminué de 65 M\$, des coûts de 42 M\$ ayant été incorporés dans le compte de coût entier, des coûts de prospection non recouvrables de 10 M\$ ayant été reclassés dans la dotation aux amortissements et à l'épuisement et des coûts de prospection indirects de 13 M\$ ayant été reclassés dans les charges opérationnelles. Ces ajustements totalisent 27 M\$ après impôt.

Dotations aux amortissements et à l'épuisement

Selon les PCGR des États-Unis, chaque centre de coûts représenté par un pays fait l'objet de la dotation aux amortissements et à l'épuisement au moyen de la méthode des unités de production, compte tenu des réserves prouvées selon un prix moyen établi sur la période de 12 mois précédente et les coûts non actualisés. Selon les IFRS, les coûts de mise en valeur en amont de chaque zone sont amortis pour épuisement selon la méthode des unités de production en fonction des réserves prouvées en utilisant les prix et coûts projetés estimés.

Selon les PCGR des États-Unis, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a diminué de 1 141 M\$, ou 779 M\$ après impôt, pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (1 310 M\$, ou 883 M\$ après impôt, en 2010), en raison principalement des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement comptabilisées en 2008 et 2009.

Pertes de valeur

Selon les PCGR des États-Unis, une perte de valeur découlant des tests de plafonnement est comptabilisée lorsque les coûts incorporés regroupés au niveau du pays représentant le centre de coûts sont supérieurs au total des flux de trésorerie nets futurs estimés, après impôt, attendus des réserves prouvées, selon un prix moyen établi sur la période de 12 mois précédente et les coûts de mise en valeur et de production futurs non actualisés, actualisés à 10 %, majorés des coûts des biens non prouvés n'ayant pas subi de perte de valeur. Les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement ne sont pas reprises ultérieurement.

Selon les IFRS, des pertes de valeur sont comptabilisées si la valeur comptable est supérieure au montant recouvrable pour une unité génératrice de trésorerie. Le montant recouvrable est généralement déterminé au moyen des flux de trésorerie nets futurs actualisés, après impôt, attendus des réserves prouvées et probables, compte tenu des prix et des coûts prévus.

Selon les PCGR des États-Unis, des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement de 2 249 M\$, ou 1 687 M\$ après impôt, ont été comptabilisées pour le centre de coûts canadien pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (néant en 2010). Les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement sont attribuables principalement à la baisse du prix du gaz naturel au cours des 12 derniers mois. Au 31 décembre 2011, les prix de la période de 12 mois précédente étaient fondés sur les prix de référence ci-après, ajustés en fonction des écarts pour le calcul des données locales comme les prix de référence, les frais et tarifs de transport, le contenu thermique et la qualité.

<i>(moyenne de la période)</i>	2011
Gaz naturel	
AECO (\$ CA/Mbtu)	3,76
Henry Hub (\$/Mbtu)	4,12
Liquides	
Edmonton – léger non corrosif (\$ CA le baril)	96,53
WTI (\$ le baril)	96,19

Selon les IFRS, une perte de valeur de 1 304 M\$, ou 854 M\$ après impôt, a été comptabilisée pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (496 M\$, ou 371 M\$ après impôt, en 2010). Les pertes de valeur selon les IFRS ont été reprises en application des PCGR des États-Unis, les coûts ayant été inclus dans les calculs des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du centre de coûts par pays respectif.

Sorties d'actifs

Selon les PCGR des États-Unis, le produit des sorties d'actifs est déduit du compte de coût entier sans comptabilisation d'un profit ou d'une perte, à moins que la déduction modifie sensiblement le lien entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts, auquel cas un profit ou une perte est comptabilisé. Selon les IFRS, les profits ou les pertes à la sortie d'actifs sont calculés comme étant la différence entre le produit et la valeur comptable nette des actifs sortis. Selon les PCGR des États-Unis, pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, un profit net à la sortie d'actifs de 347 M\$, ou 213 M\$ après impôt (143 M\$, ou 101 M\$ après impôt, en 2010) comptabilisé selon les IFRS a été repris du résultat net et comptabilisé dans les immobilisations corporelles.

Sommaire

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les ajustements au titre de la capitalisation du coût entier ont entraîné une réduction de 175 M\$ du résultat net. Ces ajustements comprennent une réduction de 142 M\$ des dépenses de prospection et d'évaluation (92 M\$ après impôt), une réduction de 1 141 M\$ de la dotation aux amortissements et à l'épuisement (779 M\$ après impôt), une augmentation de 945 M\$ de la charge de dépréciation (833 M\$ après impôt) et une réduction de 347 M\$ du profit/de la perte à la sortie d'actifs (213 M\$ après impôt).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les ajustements au titre de la capitalisation du coût entier ont fait augmenter le résultat net de 1 180 M\$. Ces ajustements comprennent principalement des réductions de 1 310 M\$ de la dotation aux amortissements et à l'épuisement (883 M\$ après impôt), de 496 M\$ de la charge de dépréciation (371 M\$ après impôt) et de 143 M\$ du profit/de la perte à la sortie d'actifs (101 M\$ après impôt).

Au 31 décembre 2010, les ajustements au titre de la capitalisation du coût entier ont entraîné des réductions de 11,0 G\$ de l'actif total, de 3,8 G\$ du passif à long terme et de 7,2 G\$ des capitaux propres. Ces ajustements découlent principalement des pertes de valeur liées aux tests de plafonnement après impôt de 1,1 G\$ et de 7,6 G\$, respectivement, comptabilisées en 2008 et 2009.

Au 31 décembre 2011, les ajustements au titre de la capitalisation du coût entier ont réduit l'actif total de 11,0 G\$, le passif à long terme de 3,4 G\$ et les capitaux propres de 7,6 G\$, compte tenu de la perte de valeur découlant des tests de plafonnement de 1,7 G\$ après impôt comptabilisée en 2011.

Autres

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Selon les PCGR des États-Unis, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont évaluées à la juste valeur estimée des frais de mise hors service qui doivent être engagés. Les passifs ne sont pas réévalués pour tenir compte des taux d'actualisation de fin de période. Selon les IFRS, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont évaluées comme la meilleure estimation des dépenses qui seront engagées et doivent être réévaluées à l'aide du taux d'actualisation de fin de période.

Selon les PCGR des États-Unis, Encana a repris l'ajustement de 32 M\$ comptabilisé selon les IFRS au 1^{er} janvier 2010 dans les résultats non distribués lorsque la Société avait réévalué ses obligations liées à la mise hors service d'immobilisations lors du passage aux IFRS. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le résultat net selon les PCGR des États-Unis a augmenté de 1 M\$ (1 M\$ en 2010) en raison de l'écart entre les taux d'actualisation utilisés pour calculer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Au 31 décembre 2011, les ajustements cumulés selon les PCGR des États-Unis relatifs aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ont réduit l'actif total d'Encana de 103 M\$ (97 M\$ en 2010), réduit le passif à long terme de 132 M\$ (126 M\$ en 2010) et accru les capitaux propres de 29 M\$ (29 M\$ en 2010).

Rémunération – Régimes de retraite et paiements fondés sur des actions

Selon les PCGR des États-Unis, la situation de capitalisation des régimes à prestations définies et des régimes de retraite est comptabilisée à l'état de la situation financière comme un passif ou un actif, les variations étant comptabilisées à l'état du résultat global. Selon les IFRS, la surcapitalisation ou la sous-capitalisation des régimes à prestations définies et des régimes de retraite n'est pas comptabilisée à l'état de la situation financière.

Selon les PCGR des États-Unis, Encana a repris l'ajustement de 75 M\$ comptabilisé selon les IFRS au 1^{er} janvier 2010 dans les résultats non distribués lorsque la Société avait décidé d'imputer les écarts actuariels nets non amortis cumulés du régime à prestations définies aux résultats non distribués lors du passage aux IFRS.

Selon les PCGR des États-Unis, les ajustements au titre de la situation de surcapitalisation/sous-capitalisation du régime de retraite à prestations définies ont réduit le résultat global de 34 M\$ après impôt pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (2 M\$ après impôt en 2010).

Selon les IFRS et les PCGR des États-Unis, les obligations de paiements en trésorerie ou en actions ordinaires en vertu de régimes de rémunération fondés sur des actions sont comptabilisées sur la période d'acquisition des droits au moyen des justes valeurs. Lors de l'adoption des IFRS, Encana s'était prévalue d'une exemption aux termes de laquelle elle n'a pas retraité rétrospectivement les régimes de rémunération fondés sur des actions pour lesquels les droits étaient acquis ou ont été réglés avant la date de transition du 1^{er} janvier 2010. Selon les PCGR des États-Unis, Encana a adopté la norme sur la rémunération fondée sur des actions en 2006, en utilisant la méthode prospective modifiée. L'application de dates différentes pour l'adoption des normes et des dispositions de transition s'est traduite par des ajustements au titre des paiements fondés sur des actions.

Selon les PCGR des États-Unis, les ajustements au titre des régimes de retraite et de la rémunération fondée sur des actions a réduit le résultat net de 7 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (9 M\$ en 2010).

Au 31 décembre 2011, les ajustements cumulés au titre de la rémunération selon les PCGR des États-Unis ont accru l'actif total de 31 M\$ (33 M\$ en 2010), accru le passif total de 79 M\$ (36 M\$ en 2010) et réduit les capitaux propres de 48 M\$ (3 M\$ en 2010).

Impôt sur le résultat

Selon les PCGR des États-Unis, l'impôt sur le résultat est calculé au moyen des taux d'imposition adoptés et de la législation qui devrait s'appliquer au moment où les actifs seront réalisés ou les passifs, réglés. Selon les IFRS, l'impôt sur le résultat est calculé au moyen des taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés et de la législation applicable. De plus, selon les PCGR des États-Unis, les charges d'impôts intermédiaires sont évaluées au moyen d'estimations des taux d'imposition effectifs annuels, qui peuvent différer de ceux qui sont déterminés conformément aux IFRS.

Selon les PCGR des États-Unis, la Société a comptabilisé une charge d'impôt différé supplémentaire de 164 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (549 M\$ en 2010), en raison de l'incidence fiscale connexe sur les ajustements selon les PCGR des États-Unis dont il est question ci-dessus.

Selon les IFRS, certaines économies d'impôt exigible ont été comptabilisées pour des exercices précédents en raison de certaines lois fiscales qui étaient considérées comme pratiquement en vigueur au Canada, mais qui n'étaient pas en vigueur aux fins des PCGR des États-Unis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, des économies d'impôt exigible de 21 M\$ liées à ces lois ont été comptabilisées selon les PCGR des États-Unis à l'égard d'une année d'imposition antérieure frappée de prescription par la loi fiscale canadienne. Au 31 décembre 2011, les économies d'impôt exigible liées à cette loi à l'égard d'années d'imposition ouvertes qui n'avaient pas encore été comptabilisées selon les PCGR des États-Unis totalisaient 136 M\$ (160 M\$ en 2010).

Change

Selon les PCGR des États-Unis, les opérations en devises intragroupe réglées qui sont considérées comme un investissement à long terme entre entités et sont consolidées dans les états financiers de la Société sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global. Selon les IFRS, les incidences sur le change de ces opérations sont comptabilisées en résultat net. Selon les PCGR des États-Unis, une perte de change de 37 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (1 M\$ en 2010) a été reclassée et transférée depuis le résultat net vers le cumul des autres éléments du résultat global. Par conséquent, le résultat net selon les PCGR des États-Unis a augmenté de 37 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (1 M\$ en 2010).

Selon les PCGR des États-Unis, Encana a repris l'ajustement de 755 M\$ comptabilisé selon les IFRS au 1^{er} janvier 2010 dans les résultats non distribués lorsque la Société avait décidé de fixer à zéro le montant cumulé des écarts de conversion au moment de la transition aux IFRS. Cet ajustement n'a eu aucune incidence sur le total des capitaux propres.

Reclassements de la dette

En application des PCGR des États-Unis, les découverts bancaires figurent séparément de la trésorerie et des équivalents de trésorerie à l'état consolidé résumé de la situation financière et sont présentés dans les dettes fournisseurs et les charges à payer. De même, la variation des découverts bancaires figure séparément de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au tableau consolidé résumé des flux de trésorerie et est présentée comme une activité de financement.

En application des PCGR des États-Unis, les emprunts aux termes de facilités de crédit renouvelable et les émissions de papier commercial sont reclassés et transférés depuis la dette courante vers la dette à long terme. Les facilités de crédit sont considérées comme étant à long terme étant donné qu'elles viennent à échéance en octobre 2015 et servent à soutenir le programme de papier commercial. Selon les PCGR des États-Unis, les coûts de transaction liés à la dette sont reclassés et transférés depuis la dette à long terme vers les placements et autres actifs à l'état consolidé résumé de la situation financière.

Résultat net et résultat opérationnel par action ordinaire

Selon les PCGR des États-Unis, les régimes de rémunération dont les paiements peuvent être réglés au gré du membre du personnel en trésorerie ou en actions ordinaires ne sont pas pris en compte dans le calcul du résultat dilué par action s'il est probable que le paiement sera réglé en trésorerie. Selon les IFRS, ce paiement est présumé être réglé en actions ordinaires et pris en compte dans le calcul du résultat dilué par action si on détermine qu'il a un effet dilutif.

Le résultat net par action ordinaire selon les PCGR des États-Unis est calculé à partir du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires d'Encana indiqué dans le tableau ci-après. La différence entre le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour le résultat de base et le nombre pour le résultat dilué s'explique par l'effet des titres dilutifs.

(en millions)	2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation						
De base	736,3	736,3	736,3	736,3	736,3	739,7
Dilué	737,2	736,8	737,6	737,6	737,6	739,8

Prises de position publiées récemment selon les PCGR des États-Unis

Selon les PCGR des États-Unis, Encana sera tenue, au 1^{er} janvier 2012, d'adopter les normes et mises à jour suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). L'incidence de ces normes et mises à jour sur les états financiers consolidés de la Société ne devrait pas être importante.

- L'Accounting Standards Update 2011-04, *Amendments to Achieve Common Fair Value Measurement and Disclosure Requirements in U.S. GAAP and IFRS*, clarifie et modifie les exigences actuelles d'évaluation et de présentation de la juste valeur. Les modifications, qui portent principalement sur les évaluations de la juste valeur fondées sur des données non observables, seront appliquées prospectivement et entraîneront une augmentation du volume d'informations à fournir sur l'évaluation de la juste valeur de la Société.
- L'Accounting Standards Update 2011-05, *Presentation of Comprehensive Income*, exige que le résultat net et le résultat global soient présentés dans un état unique ou dans deux états séparés mais consécutifs. Encana présente déjà deux états séparés consécutifs.
- 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 seront appliquées prospectivement.

Selon les PCGR des États-Unis, Encana sera tenue, au 1^{er} janvier 2013, d'adopter la norme ci-dessous publiée par le FASB. L'incidence de cette norme sur les états financiers consolidés de la Société ne devrait pas être importante.

- L'Accounting Standards Update 2011-11, *Disclosures about Offsetting Assets and Liabilities*, exige la communication d'information sur les règlements bruts et nets des instruments financiers admissibles à la compensation à l'état de la situation financière et les instruments assujettis à des accords généraux de compensation. Les modifications seront appliquées rétrospectivement et entraîneront une augmentation du volume d'informations à fournir sur les instruments financiers de la Société.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures utilisées dans le présent document n'ont pas de définition normalisée selon les IFRS et le référentiel comptable antérieur et sont, par conséquent, considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. L'industrie du pétrole et du gaz et Encana utilisent en général ces mesures pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des renseignements supplémentaires concernant la liquidité de la Société et sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. Ces mesures non conformes aux PCGR sont notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie dilués par action, le résultat opérationnel, le résultat opérationnel dilué par action, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/BAIIA ajusté, le ratio dette/capitaux permanents et le rendement du capital investi. Les mesures employées par la direction sont examinées plus à fond ci-dessous.

Flux de trésorerie

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

IFRS

<i>(en millions de dollars)</i>	2011					2010				
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	4 043 \$	1 110 \$	1 337 \$	963 \$	633 \$	2 363 \$	919 \$	1 324 \$	893 \$	(773) \$
(Ajouter) déduire :										
Variation nette des autres actifs et passifs	(94)	(27)	(13)	(31)	(23)	(84)	1	(16)	(38)	(31)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	(38)	161	193	(93)	(299)	(1 990)	1	209	(286)	(1 914)
Flux de trésorerie	4 175 \$	976 \$	1 157 \$	1 087 \$	955 \$	4 437 \$	917 \$	1 131 \$	1 217 \$	1 172 \$

PCGR des États-Unis

<i>(en millions de dollars)</i>	2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	3 929 \$	983 \$	1 340 \$	965 \$	641 \$	2 365 \$
(Ajouter) déduire :						
Variation nette des autres actifs et passifs	(114)	(47)	(13)	(31)	(23)	(84)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	(59)	161	172	(93)	(299)	(1 990)
Impôts à payer à la vente d'actifs	(114)	(114)	-	-	-	-
Flux de trésorerie	4 216 \$	983 \$	1 181 \$	1 089 \$	963 \$	4 439 \$

Résultat opérationnel

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

Le résultat opérationnel s'entend du résultat net compte non tenu des éléments non récurrents ou hors trésorerie qui, selon la direction, réduisent la comparabilité de la performance financière de la Société d'une période à l'autre. Ces éléments après impôts peuvent notamment comprendre les gains ou pertes de couverture latents, les dépenses de prospection et d'évaluation, les pertes de valeur et les reprises de perte de valeur, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, les profits ou pertes de change et l'incidence des modifications des taux d'imposition prévus par la loi.

Encana a mis à jour sa définition du résultat opérationnel afin d'en exclure les éléments hors exploitation résultant de l'adoption des IFRS, tels que les dépenses de prospection et d'évaluation et les profits ou pertes à la sortie d'actifs.

IFRS

<i>(en millions de dollars)</i>	2011					2010				
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1
Résultat net (Ajout) / déduction après impôts :	128 \$	(246) \$	120 \$	176 \$	78 \$	1 170 \$	(469) \$	606 \$	(457) \$	1 490 \$
Gain (perte) de couverture latent(e)	600	397	273	18	(88)	634	(269)	331	(340)	912
Dépenses de prospection et d'évaluation	(78)	-	-	(78)	-	(26)	(26)	-	-	-
Pertes de valeur (Profit) perte à la sortie d'actifs	(854)	(854)	-	-	-	(371)	(371)	-	-	-
Profit (perte) de change hors exploitation	198	88	1	26	83	101	(12)	51	28	34
	(136)	77	(325)	44	68	234	159	139	(211)	147
Résultat opérationnel	398 \$	46 \$	171 \$	166 \$	15 \$	598 \$	50 \$	85 \$	66 \$	397 \$
Résultat net par action – dilué	0,17 \$	(0,33) \$	0,16 \$	0,21 \$	0,11 \$	1,55 \$	(0,64) \$	0,80 \$	(0,62) \$	1,96 \$
Résultat opérationnel par action – dilué	0,54 \$	0,06 \$	0,23 \$	0,22 \$	0,02 \$	0,81 \$	0,07 \$	0,12 \$	0,09 \$	0,53 \$

PCGR des États-Unis

<i>(en millions de dollars)</i>	2011					2010
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Résultat net (Ajout) / déduction après impôts :	5 \$	(476) \$	459 \$	383 \$	(361) \$	2 343 \$
Gain (perte) de couverture latent(e)	600	397	273	18	(88)	634
Pertes de valeur (Profit) perte de change hors exploitation	(1 687)	(1 105)	-	-	(582)	-
	(99)	82	(325)	44	100	235
Résultat opérationnel	1 191 \$	150 \$	511 \$	321 \$	209 \$	1 474 \$

Rendement du capital investi

Le rendement du capital investi est une mesure non conforme aux PCGR qui est analysée par la direction et qui se définit comme le ratio du résultat net des 12 derniers mois, compte non tenu des charges d'intérêts après impôts par rapport au capital investi moyen (dette moyenne, plus les capitaux propres moyens).

IFRS

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2011	31 décembre 2010
Résultat net	128 \$	1 170 \$
Ajout / (déduction) après impôts : Charges d'intérêts	344	360
	472	1 530
Capital investi moyen	24 435 \$	24 363 \$
Rendement du capital investi	2 %	6 %

PCGR des États-Unis

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2011	31 décembre 2010
Résultat net	5 \$	2 343 \$
Ajout / (déduction) après impôts : Charges d'intérêts	344	360
	349	2 703
Capital investi moyen	16 952 \$	16 473 \$
Rendement du capital investi	2 %	16 %

Autres mesures non conformes aux PCGR

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 contrôlée par la direction à titre d'indice de la santé financière générale de la Société qui n'est pas conforme aux PCGR. Il s'entend des flux de trésorerie des 12 derniers mois, compte non tenu des charges d'intérêts après impôts.

Ratio dette/BAIIA ajusté

Le ratio dette/BAIIA ajusté, mesure non conforme aux PCGR, est contrôlé par la direction à titre d'indice de la santé financière générale de la Société. Le BAIIA ajusté des 12 derniers mois, mesure non conforme aux PCGR, s'entend du résultat net des 12 derniers mois avant les profits ou pertes à la sortie d'actifs, l'impôt sur le résultat, les profits ou pertes de change, les intérêts et la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la dotation aux amortissements et à l'épuisement, les dépenses de prospection et d'évaluation, les pertes de valeur et les gains et pertes de couverture latents.

Ratio dette/capitaux permanents

Le ratio dette/capitaux permanents, mesure non conforme aux PCGR, est contrôlé par la direction à titre d'indice de la santé financière générale de la Société. Les capitaux permanents, mesure non conforme aux PCGR, s'entendent de la dette courante et à long terme plus les capitaux propres.

Énoncés prospectifs

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'Encana de l'information sur la Société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'Encana et de ses filiales, certains énoncés du présent document constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), au sens des règles refuges des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter », « objectif », « stratégie », ou des termes analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision. Les énoncés prospectifs du présent document comprennent notamment des déclarations sur : la réalisation des objectifs de la Société, à savoir accroître son portefeuille de production du gaz naturel, du pétrole et de LGN, préserver sa solidité financière, optimiser ses dépenses d'investissement et continuer à verser un dividende stable; la stratégie à long terme qui consiste à concrétiser sans tarder la valeur des actifs; la réalisation d'efficacités sur le plan de l'exploitation, la réduction des structures de coûts et le succès du modèle de plaque tournante de zones de ressources; le maintien de dépenses d'investissement ciblées afin d'assurer la croissance de la production à long terme tout en composant avec l'incertitude du marché à court terme; l'alignement des dépenses en immobilisations et des dividendes prévus sur les prévisions en matière de flux de trésorerie, avant le produit tiré des sorties d'actifs; l'augmentation de la souplesse financière grâce au produit tiré des sorties d'actifs prévues et des opérations en coentreprise; la réduction prévue du programme de dépenses en immobilisations pour les zones de gaz naturel les plus sèches tout en consacrant une partie croissante des investissements à diverses possibilités de prospection et de mise en valeur des zones riches en pétrole et en liquides; l'accroissement de la production de pétrole et de LGN, y compris l'expansion des installations d'extraction et du programme de prospection; la capacité d'attirer des investisseurs indépendants; la capacité d'étendre les marchés du gaz naturel en Amérique du Nord et d'assurer la mise en valeur éventuelle du terminal d'exportation de gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique; l'atténuation des hausses de coûts par de plus grandes efficacités et l'innovation technologique; l'adoption des PCGR des États-Unis pour l'information financière en 2012; la conclusion de l'opération avec Mitsubishi, y compris les modalités, le montant de l'investissement, l'engagement de financement et l'aménagement de biens de gaz naturel non aménagés; les dates d'achèvement prévues et le produit provenant de la vente de certains actifs; l'accroissement des capacités de traitement en coupes profondes; les projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2012 (y compris les estimations relatives aux flux de trésorerie notamment par action, à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN, aux dépenses d'investissement et à leur répartition, au montant net des sorties d'actifs et à la sensibilité estimative en 2012 des flux de trésorerie et du résultat opérationnel); les estimations des réserves prouvées, avant et après redevances, y compris par types de produit et emplacement; la possibilité d'opérations en coentreprise et les investissements de tiers; les projections quant à la suffisance de la charge d'impôt de la Société; les projections touchant la production de gaz naturel des zones de ressources; la souplesse des budgets d'immobilisations prévus et des sources de financement sur lesquelles ils reposent; l'incidence du programme de gestion des risques de la Société, y compris celle du recours à des instruments financiers dérivés; l'incidence des modifications effectives et proposées aux lois et règlements, notamment au chapitre de la fracturation hydraulique, des gaz à effet de serre, du dioxyde de carbone et des initiatives en matière de changements climatiques, sur les activités et les charges opérationnelles de la Société; 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 conformité continue de la Société aux clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées aux termes de ses facilités de crédit; la capacité de la Société de rembourser ses créanciers, de payer ses fournisseurs, de respecter ses engagements, de financer son programme d'immobilisations en 2012 et de verser des dividendes aux actionnaires; 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 futurs; l'incidence prévue et le calendrier de diverses prises de position comptables, des modifications des règles et des normes applicables, y compris les IFRS, sur la Société et ses états financiers consolidés; les projections selon lesquelles le gaz naturel représente une source d'approvisionnement en énergie à long terme abondante et sûre pouvant répondre aux besoins en Amérique du Nord. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par

essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus et de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la Société pour des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces hypothèses, risques et incertitudes comprennent notamment les suivants : la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides, y compris leur baisse substantielle et prolongée et les hypothèses à leur égard; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles de la Société; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; le risque que la Société soit incapable de conclure la sortie de certains actifs ou d'autres opérations (y compris les dépenses d'investissement de tiers, les accords d'affermage ou les partenariats, désignés de temps en temps par Encana comme « coentreprises ») 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 les ressources éventuelles économiques, y compris les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs; les marges dégagées des activités de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil de la mise en valeur de nouvelles installations; les hausses de coûts imprévues ou les difficultés techniques survenant dans la construction ou la modification d'installations de traitement; les risques liés à la technologie; la capacité de la Société de remplacer, d'étendre 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 toutes ses propriétés et tous ses actifs; le risque de contrepartie; une baisse de la cote de crédit et ses conséquences négatives; des obligations d'indemnisation envers des tiers; la fluctuation des dividendes à verser; la capacité de la Société de dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures; la capacité de la Société de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la Société d'assurer convenablement le transport de ses produits; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le régime de redevances, les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le dioxyde de carbone, la comptabilité et d'autres lois et règlements ou l'interprétation qui en est faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels la Société exerce ses activités; les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la Société; d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Encana auprès des autorités en valeurs mobilières. Bien qu'Encana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent document étaient à jour en date de la rédaction de ce dernier et, sauf si la loi l'exige, Encana ne s'engage pas à les mettre à jour ni à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont expressément visés par la présente mise en garde.

Les énoncés prospectifs relatifs aux flux de trésorerie prévus pour 2012 sont fondés sur une production moyenne pour 2012 de 2,8 à 3,1 Gpi³/j de gaz naturel, de 28 kb/j de liquides, des prix des marchandises de 3,25 \$ le kpi³ (NYMEX) pour le gaz naturel et de 95,00 \$ le baril (WTI) pour le pétrole, un taux de change du \$ CA par rapport au \$ US de 1,00 \$ à 1,00 \$ ainsi qu'un nombre moyen d'actions en circulation d'Encana d'environ 736 millions. Les hypothèses relatives aux énoncés prospectifs englobent généralement les attentes et les projections d'Encana en accord avec les résultats passés et sa perception des tendances historiques, ainsi que des attentes à l'égard du rythme de progression et d'innovation, généralement en conformité avec les résultats passés et selon eux, tous ces éléments étant soumis aux facteurs de risque mentionnés ailleurs dans le présent document.

Encana est tenue de faire état des événements et des circonstances qui sont survenus dans la période visée par le présent rapport de gestion et qui pourraient raisonnablement faire en sorte que les résultats réels s'écartent sensiblement des principaux éléments présentés dans les énoncés prospectifs pour une période qui n'est pas encore achevée et qu'Encana a déjà publiés, ainsi que les différences prévues qui pourraient en résulter. Ces renseignements figurent dans le communiqué d'Encana daté du 17 février 2012 qui peut être consulté sur son site Web à www.encana.com, sur SEDAR à www.sedar.com et sur EDGAR à www.sec.gov.

Informations sur le pétrole et le gaz

Le Règlement 51-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières impose des normes de communication de l'information sur le pétrole et le gaz aux sociétés ouvertes canadiennes exerçant des activités pétrolières et gazières. Avant 2011, Encana se prévalait d'une dispense au Règlement 51-101 accordée par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, dispense qui l'autorisait à fournir les données relatives aux réserves et autres informations sur le pétrole et le gaz selon les normes de communication de l'information des autorités de réglementation des États-Unis. Après l'expiration de cette dispense, Encana a fourni et continue de fournir dans sa notice annuelle des informations conformes aux obligations de communication d'information annuelle aux termes du Règlement 51-101. L'information conforme au protocole canadien figure à l'annexe A et à la rubrique « Description de l'activité » de la notice annuelle. Encana a obtenu une dispense datée du 4 janvier 2011 à l'égard de certaines obligations aux termes du Règlement 51-101, laquelle dispense l'autorise à fournir certains renseignements conformes aux obligations des États-Unis en sus des données conformes au protocole canadien. Ces renseignements sont présentés pour l'essentiel à l'annexe D de la 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 pieds cubes équivalents (« pi³e »), à raison de 6 000 pieds cubes (« kpi³ ») par baril. Les unités pi³e peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont prises isolément. Le ratio de conversion de six kpi par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représentent pas une équivalence valable à la tête du puits.

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

Zone de ressources

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

Devises et renvois à Encana

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

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

Renseignements supplémentaires

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