



Encana Corporation

Rapport de gestion

Exercice terminé le 31 décembre 2010

(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 vérifiés de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, l'information financière consolidée pro forma non vérifiée de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 présentée dans l'information supplémentaire d'Encana du 31 décembre 2010, ainsi que la circulaire d'information relative à un arrangement concernant Cenovus Energy Inc. datée du 20 octobre 2009.

Les états financiers consolidés et les données comparatives ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont présentés en dollars américains (« US »), sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. À titre d'émetteur canadien, Encana a préparé des données relatives aux réserves conformément à la réglementation sur les valeurs mobilières du Canada. 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 brut, les liquides de gaz naturel (« LGN ») et les volumes de condensats. Le présent document est en date du 17 février 2011.

La rubrique « Mise en garde » à la fin du présent document fournit en outre de l'information concernant les énoncés prospectifs, les données relatives aux réserves et d'autres informations sur le pétrole et le gaz ainsi que les devises, l'information pro forma, les mesures non conformes aux PCGR et les renvois à Encana.

Objectifs stratégiques d'Encana

Encana est l'un des principaux producteurs de gaz naturel de l'Amérique du Nord, son activité étant axée sur la croissance de son solide portefeuille de zones de ressources de gaz naturel qui s'étendent du nord-est de la Colombie-Britannique à l'est du Texas et à la Louisiane. Encana estime que le gaz naturel constitue une source d'approvisionnement abondante, fiable et durable pour répondre aux besoins de l'Amérique du Nord.

Encana entend réaliser ses principaux objectifs, à savoir préserver sa solidité financière, optimiser ses dépenses en immobilisations et continuer à verser un dividende stable à ses actionnaires – objectifs atteints grâce à une approche rigoureuse des dépenses en immobilisations, à un programme d'investissement souple et à une saine gestion financière. Encana affiche un bilan solide et entend être un producteur à faible coût. Encana atténue les hausses de coûts en continuant d'améliorer les efficacités d'exploitation et l'innovation technologique.

Encana vise une forte croissance durable à partir de gisements de gaz naturel dans d'importants bassins nord-américains. Encana est reconnue pour faire œuvre de pionnier dans le développement de zones de ressources et tirer parti de la technologie pour exploiter des ressources. Compte tenu de son vaste portefeuille de ressources de gaz naturel, Encana est en mesure d'accroître sa production de façon significative, ce qui correspond à sa stratégie à long terme qui consiste à concrétiser sans tarder la valeur de ses actifs en vue de doubler sa production par action au cours des cinq prochaines années par rapport aux niveaux de 2009. Pour 2011, Encana aura pour stratégie de continuer d'investir dans les immobilisations afin d'assurer sa capacité de croissance à long terme tout en composant avec l'incertitude du marché à court terme.

De plus amples renseignements sur les résultats attendus de 2011 d'Encana se trouvent dans ses prévisions sur son site Web à l'adresse www.encana.com.

Activités d'Encana

Les secteurs d'exploitation isolables d'Encana s'établissent comme suit :

- Le secteur **Canada** englobe les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel et de liquides de la Société ainsi que les activités connexes comprises dans le centre de coûts canadien.
- Le secteur **États-Unis** englobe les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel et de liquides de la Société ainsi que les activités connexes comprises dans le centre de coûts américain.
- La principale responsabilité des **Activités d'optimisation des marchés** consiste en la vente de la production de la Société. Ces résultats sont inclus dans les secteurs Canada et États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers qui accordent une souplesse sur le plan de l'exploitation 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 Activités d'optimisation des marchés.
- Le secteur **Activités non sectorielles et autres** comprend principalement des gains ou pertes latents inscrits à l'égard d'instruments financiers dérivés. Une fois les montants réglés, les gains et pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur d'exploitation auquel les instruments dérivés sont liés.

Le secteur Activités d'optimisation des marchés vend la quasi-totalité de la production en amont de la Société à des clients indépendants. Les opérations réalisées entre les secteurs sont fondées sur les valeurs de marché et sont éliminées à la consolidation. L'information financière est présentée après éliminations.

Les activités d'Encana sont actuellement réparties entre deux divisions d'exploitation :

- La **division Canada**, qui comprend les actifs d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel situés en Colombie-Britannique et en Alberta, et le projet d'exploitation de gaz naturel Deep Panuke au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Quatre importantes zones de ressources relèvent de cette division : i) Greater Sierra dans le nord-est de la Colombie-Britannique, notamment Horn River; ii) Cutbank Ridge, qui chevauche l'Alberta et la Colombie-Britannique, notamment Montney; iii) Bighorn dans le centre-ouest de l'Alberta; et iv) Coalbed Methane (« CBM ») dans le sud de l'Alberta.
- La **division États-Unis**, qui comprend les actifs d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel situés aux États-Unis. Cinq 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) East Texas au Texas; iv) Haynesville qui chevauche la Louisiane et le Texas; et v) Fort Worth au Texas.

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 Corporation, société gazière, et Cenovus Energy Inc. (« Cenovus »), société pétrolière intégrée. Les actifs en amont qui relevaient auparavant des divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées – Canada ont été transférés à Cenovus et sont regroupés dans **Canada – Autres**. Les actifs de cette division sont pris en compte dans les activités poursuivies. Les actifs de raffinage en aval aux États-Unis qui relevaient auparavant de la division Activités pétrolières intégrées ont également été transférés à Cenovus et sont présentés dans les activités abandonnées.

Présentation des données comparatives pro forma et consolidées

Les données comparatives présentées dans ce rapport de gestion représentent les résultats financiers et d'exploitation d'Encana sur une base pro forma et sur une base consolidée. L'information financière pro forma est tirée des états financiers pro forma d'Encana, qui ont été dressés conformément aux lignes directrices publiées par la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis et les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM »).

- Les résultats pro forma d'Encana pour 2009 et 2008 ne comprennent pas les résultats d'exploitation des actifs transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission et ils rendent compte des variations des résultats historiques d'Encana qui ont découlé de l'opération de scission, notamment au chapitre de l'impôt sur les bénéfices, de l'amortissement et de l'épuisement et des coûts de transaction. Cette information est présentée pour faciliter la compréhension des résultats financiers historiques d'Encana relativement aux actifs qu'elle a conservés à la suite de l'opération de scission.
- Les résultats consolidés d'Encana pour 2009 et 2008 tiennent compte des activités d'Encana ainsi que de celles de Cenovus.

Événement postérieur à la date du bilan – Annonce d'établissement d'une coentreprise

Le 9 février 2011, Encana a annoncé la signature d'un accord de coopération avec PetroChina International Investment Company Limited (« PetroChina »), filiale de PetroChina Company Limited, en vertu duquel PetroChina paierait 5,4 G\$ CA pour faire l'acquisition d'une participation de 50 % dans les actifs d'entreprise de Cutbank Ridge d'Encana en Colombie-Britannique et en Alberta. Aux termes de cet accord de coopération, les deux sociétés établiraient une coentreprise à parts égales pour mettre en valeur les actifs.

L'opération est réalisée sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation canadiens et chinois, du contrôle préalable et de la négociation et la signature de différentes conventions relatives à l'opération, notamment l'accord de coentreprise. Les incidences financières seront déterminées au moment de la conclusion des négociations.

Basculement aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») en 2011

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, la Société sera tenue de présenter ses états financiers consolidés conformément aux IFRS, y compris les informations comparatives pour 2010. Encana met la dernière main à son plan de transition aux IFRS et s'attend à présenter ses résultats du premier trimestre de 2011 en IFRS en avril 2011. D'après les normes internationales en vigueur, Encana ne prévoit pas que le basculement aux IFRS aura une incidence importante sur ses activités, ses décisions stratégiques et ses flux de trésorerie. On trouvera une analyse plus complète du plan de transition et des répercussions prévues à la rubrique « Conventions comptables et estimations » du présent rapport de gestion.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent rapport de gestion contient certaines mesures non conformes aux PCGR que l'industrie du pétrole et du gaz et Encana utilisent couramment 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 bénéfice d'exploitation, les capitaux permanents, le ratio dette/capitaux permanents, le bénéfice ajusté avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ajusté ») et le ratio dette/BAIIA ajusté. Des renseignements supplémentaires figurent à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Aperçu des résultats

Sommaire des résultats

Principales données financières sur Encana

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2010	T4	T3	T2	T1	Chiffres pro forma					
						2009	T4	T3	T2	T1	2008
Flux de trésorerie ¹⁾ par action – après dilution	4 439 \$ 6,00	917 \$ 1,25	1 132 \$ 1,54	1 217 \$ 1,65	1 173 \$ 1,57	5 021 \$ 6,68	930 \$ 1,24	1 274 \$ 1,70	1 430 \$ 1,90	1 387 \$ 1,85	6 354 \$ 8,45
Bénéfice d'exploitation ¹⁾ par action – après dilution	665 0,90	68 0,09	98 0,13	81 0,11	418 0,56	1 767 2,35	373 0,50	378 0,50	472 0,63	544 0,72	2 605 3,47
Bénéfice net par action – après dilution	1 499 2,03	(42) (0,06)	569 0,77	(505) (0,68)	1 477 1,97	749 1,00	233 0,31	(53) (0,07)	92 0,12	477 0,63	3 405 4,53
Dépenses en immobilisations Acquisitions et cessions, montant net	4 773 (150)	1 427 83	1 227 (31)	1 099 (84)	1 020 (118)	3 755 (815)	1 127 87	794 (964)	713 16	1 121 46	5 255 317

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

Résultats d'Encana au 31 décembre 2010 et pour l'exercice terminé à cette date :

- Gains de couverture réalisés sur le gaz naturel, le pétrole brut et d'autres marchandises de 808 M\$ après impôts;
- Production moyenne totale de 3 321 millions d'équivalents pieds cubes (« Mpi³e ») par jour (« Mpi³e/j »), soit une hausse de 12 % sur une base par action comparativement aux données pro forma de 2009;
- Prix moyen des marchandises, compte non tenu des opérations de couverture, de 4,74 \$ le millier d'équivalents pieds cubes (« kpi³e »);
- Réserves prouvées de 14,3 billions d'équivalents pieds cubes (« Tpi³ ») après redevances en utilisant les prix et coûts prévisionnels.

Résultats d'Encana pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010 :

- Gains de couverture réalisés sur le gaz naturel, le pétrole brut et d'autres marchandises de 209 M\$ après impôts;
- Production moyenne totale de 3 353 Mpi³e/j, soit une hausse de 21 % sur une base par action comparativement aux données pro forma de 2009;
- Prix moyen des marchandises, compte non tenu des opérations de couverture, de 4,22 \$ le kpi³e.

Prix obtenus, prix de référence du marché et taux de change – par trimestre

(moyenne pour la période)	2010	T4	T3	T2	T1	2009	T4	T3	T2	T1	2008
Prix obtenus par Encana¹⁾											
Gaz naturel											
Compte tenu des couvertures:	5,48 \$	5,03 \$	5,27 \$	5,50 \$	6,14 \$	7,03 \$	6,44 \$	7,44 \$	7,02 \$	7,22 \$	8,06 \$
Compte non tenu des couvertures	4,47	3,93	4,19	4,23	5,56	3,73	4,47	3,19	3,09	4,18	7,99
Prix de référence du gaz naturel											
AECO (\$ CA/kpi ³)	4,13	3,58	3,72	3,86	5,36	4,14	4,23	3,02	3,66	5,63	8,13
NYMEX (\$/Mbtu)	4,39	3,80	4,39	4,09	5,30	3,99	4,17	3,39	3,50	4,89	9,04
Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	3,94	3,44	3,53	3,66	5,14	3,09	3,97	2,69	2,37	3,31	6,25
Texas (HSC) (\$/Mbtu)	4,38	3,78	4,33	4,04	5,36	3,78	4,16	3,31	3,44	4,21	8,67
Écart de base (\$/Mbtu)											
AECO/NYMEX	0,40	0,28	0,83	0,32	0,19	0,40	0,19	0,67	0,39	0,35	1,23
Rocheuses/NYMEX	0,45	0,36	0,86	0,43	0,16	0,90	0,20	0,70	1,13	1,58	2,79
Texas/NYMEX ²⁾	0,01	0,02	0,06	0,05	(0,06)	0,21	0,01	0,08	0,06	0,68	0,37
Taux de change											
Taux de change \$ US/\$ CA	0,971	0,987	0,962	0,973	0,961	0,876	0,947	0,911	0,857	0,803	0,938

1) Les prix du gaz naturel pour 2009 et 2008 sont pro forma.

2) Le prix Texas (HSC) a été supérieur au prix à la NYMEX au premier trimestre de 2010.

Les résultats financiers d'Encana sont influencés par les fluctuations des prix des marchandises, dont les écarts de prix, et par celles du taux de change entre les dollars américain et canadien. Compte non tenu des couvertures, les prix moyens obtenus par Encana pour le gaz naturel ont traduit la hausse des prix de référence et la contraction des écarts de base. Les activités de couverture ont fait augmenter de 1,01 \$ le millier de pieds cubes (« kpi³ ») les prix moyens obtenus en 2010.

Au 31 janvier 2011, Encana avait couvert environ 1 762 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j ») de sa production de gaz prévue pour février à décembre 2011 grâce à des contrats à prix fixe à la NYMEX au prix moyen de 5,75 \$ le kpi³. Encana avait également couvert environ 1 445 Mpi³/j de sa production de gaz prévue pour 2012 au prix moyen de 6,07 \$ le kpi³. Le programme de couverture de la Société lui permet de stabiliser les flux de trésorerie durant les périodes de fléchissement des prix.

Résultats financiers

Flux de trésorerie annuels

(en millions de dollars)	2010	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés	
		2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 365 \$	5 041 \$	6 224 \$	7 873 \$	8 986 \$
(Ajouter) déduire :					
Variation nette des autres actifs et passifs	(84)	38	(173)	23	(257)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités poursuivies	(1 990)	(18)	43	(29)	(1 353)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités abandonnées	-	-	-	1 100	1 210
Flux de trésorerie	4 439 \$	5 021 \$	6 354 \$	6 779 \$	9 386 \$

Comparaison de 2010 et de 2009

Les flux de trésorerie se sont établis à 4 439 M\$, en baisse de 582 M\$ par rapport aux flux de trésorerie pro forma de 2009, en raison surtout de la diminution des gains de couverture réalisés ainsi que de la hausse des frais de transport et des intérêts débiteurs, facteurs atténués par la progression des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 :

- les gains de couverture réalisés se sont établis à 808 M\$ après impôts, comparativement à des gains de 2 250 M\$ après impôts en 2009;

- les frais de transport se sont accrus de 175 M\$ à cause de l'augmentation des volumes de production et des volumes liés au transport en vue d'obtenir des prix plus élevés;
- les intérêts débiteurs ont augmenté de 130 M\$, en raison principalement du fait de la diminution de la valeur comptable de la dette utilisée pour déterminer les intérêts pro forma en 2009;
- le prix moyen obtenu pour les marchandises, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 4,74 \$ le kpi³e, contre 3,96 \$ le kpi³e en 2009;
- le volume de production moyen a augmenté de 11 % pour s'établir à 3 321 Mpi³e/j, contre 3 003 Mpi³e/j en 2009.

Les flux de trésorerie se sont repliés de 2 340 M\$ par rapport aux flux de trésorerie consolidés de 2009, principalement en raison des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les résultats comparatifs consolidés de 2009.

Comparaison de 2009 et de 2008

Les flux de trésorerie pro forma se sont établis à 5 021 M\$, en baisse de 1 333 M\$ par rapport aux flux de trésorerie pro forma de 2008, essentiellement du fait de la baisse des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production, facteurs atténués par la hausse des gains de couverture réalisés, le fléchissement des taxes à la production et impôts miniers, la baisse des charges d'exploitation et le recul des frais de transport. Les charges ont baissé surtout à cause de la contraction du taux de change entre les dollars américain et canadien et des mesures de compression des coûts. Les flux de trésorerie consolidés se sont chiffrés à 6 779 M\$, en baisse de 2 607 M\$ par rapport aux flux de trésorerie consolidés de 2008, essentiellement en raison de ces facteurs et de l'augmentation des impôts exigibles pour 2009 en lien avec la liquidation de la société de personnes du secteur du pétrole et du gaz au Canada, laquelle a été en partie contrebalancée par la hausse des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées.

Flux de trésorerie trimestriels

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		
	2010	2009 Chiffres pro forma	2009 Chiffres consolidés
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	919 \$	1 061 \$	1 471 \$
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et passifs	1	(5)	(13)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités poursuivies	1	136	528
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités abandonnées	-	-	353
Flux de trésorerie	917 \$	930 \$	603 \$

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2010 et de 2009

Les flux de trésorerie se sont établis à 917 M\$, en baisse de 13 M\$ par rapport aux flux de trésorerie pro forma en 2009, et ce, en raison surtout de la diminution des gains de couverture réalisés et du fléchissement des prix obtenus pour les marchandises, facteurs atténués par la progression des volumes de production. Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010 :

- les gains de couverture réalisés se sont établis à 209 M\$ après impôts, comparativement à des gains de 328 M\$ après impôts en 2009;
- le prix moyen obtenu pour les marchandises, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 4,22 \$ le kpi³e, contre 4,77 \$ le kpi³e pour 2009;
- le volume de production moyen a augmenté de 18 % pour s'établir à 3 353 Mpi³e/j, contre 2 831 Mpi³e/j en 2009.

Les flux de trésorerie se sont accrus de 314 M\$ par rapport aux flux de trésorerie consolidés de 2009 en raison surtout des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les résultats comparatifs consolidés de 2009, augmentation plus que contrebalancée par l'augmentation des impôts exigibles pour 2009 en lien avec la liquidation de la société de personnes du secteur du pétrole et du gaz au Canada dans le cadre de l'opération de scission.

Bénéfice d'exploitation annuel

(en millions de dollars, sauf les montants par action) ¹⁾	2010		Chiffres pro forma				Chiffres consolidés			
	Par action		2009		2008		2009		2008	
			Par action	Par action	Par action	Par action	Par action	Par action		
Bénéfice net, montant déjà établi	1 499 \$	2,03 \$	749 \$	1,00 \$	3 405 \$	4,53 \$	1 862 \$	2,48 \$	5 944 \$	7,91 \$
Ajouter (les pertes) et déduire les gains										
Gain (perte) de couverture latent(e), après impôts	634	0,86	(1 352)	(1,80)	1 299	1,73	(1 792)	(2,38)	1 818	2,42
Gain (perte) de change hors exploitation, après impôts	200	0,27	334	0,45	(598)	(0,80)	159	0,21	(378)	(0,50)
Gain (perte) sur les activités abandonnées, après impôts	-	-	-	-	99	0,13	-	-	99	0,13
Bénéfice d'exploitation	665 \$	0,90 \$	1 767 \$	2,35 \$	2 605 \$	3,47 \$	3 495 \$	4,65 \$	4 405 \$	5,86 \$

1) Par action ordinaire – résultat dilué.

Comparaison de 2010 et de 2009

Le bénéfice d'exploitation s'est chiffré à 665 M\$, en baisse de 1 102 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation pro forma de 2009, à cause principalement du fléchissement des gains de couverture réalisés, de l'accroissement de la charge d'amortissement et d'épuisement, ainsi que de la hausse des frais de transport et des intérêts débiteurs, facteurs atténués par la progression des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production. Outre les éléments décrits dans la rubrique traitant des flux de trésorerie, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 472 M\$ par suite de l'élargissement des volumes de production et de la hausse du taux de change entre les dollars américain et canadien.

Le bénéfice d'exploitation s'est replié de 2 830 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation consolidé de 2009 en raison surtout des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les résultats comparatifs consolidés de 2009.

Comparaison de 2009 et de 2008

Le bénéfice d'exploitation pro forma s'est établi à 1 767 M\$, en baisse de 838 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation pro forma de 2008, essentiellement du fait de la baisse des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production, facteurs atténués par la hausse des gains de couverture réalisés, le recul de la charge d'amortissement et d'épuisement, le fléchissement des taxes à la production et impôts miniers, la baisse des charges d'exploitation et le recul des frais de transport. Le bénéfice d'exploitation consolidé s'est chiffré à 3 495 M\$, en baisse de 910 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation consolidé de 2008, essentiellement en raison de ces facteurs et de l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées, outre la baisse des impôts futurs en lien avec la liquidation de la société de personnes du secteur du pétrole et du gaz au Canada et d'autres éléments découlant de l'opération de scission.

Bénéfice d'exploitation trimestriel

(en millions de dollars, sauf les montants par action) ¹⁾	Trimestres terminés les 31 décembre					
	2010		Chiffres pro forma 2009		Chiffres consolidés 2009	
	Par action	Par action	Par action	Par action	Par action	Par action
Bénéfice net, montant déjà établi	(42) \$	(0,06) \$	233 \$	0,31 \$	636 \$	0,85 \$
Ajouter (les pertes) et déduire les gains :						
Gain (perte) de couverture latent(e), après impôts	(269)	(0,36)	(135)	(0,18)	(200)	(0,27)
Gain (perte) de change hors exploitation, après impôts	159	0,21	(5)	(0,01)	(19)	(0,02)
Bénéfice d'exploitation	68 \$	0,09 \$	373 \$	0,50 \$	855 \$	1,14 \$

1) Par action ordinaire – résultat dilué.

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2010 et de 2009

Le bénéfice d'exploitation s'est établi à 68 M\$, en baisse de 305 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation pro forma de 2009, à cause principalement du fléchissement des gains de couverture réalisés, du glissement des prix obtenus pour les marchandises, de l'accroissement de la charge d'amortissement et d'épuisement et de la majoration des impôts futurs. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la hausse des volumes de production. Outre les éléments décrits dans la rubrique traitant des flux de trésorerie, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 110 M\$ par suite de l'élargissement des volumes de production.

Le bénéfice d'exploitation s'est replié de 787 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation consolidé de 2009 en raison surtout des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les résultats comparatifs consolidés de 2009.

Bénéfice net annuel

Comparaison de 2010 et de 2009

Le bénéfice net s'est chiffré à 1 499 M\$, en hausse de 750 M\$ par rapport au résultat pro forma de 2009, grâce principalement à la progression des prix obtenus pour les marchandises, à la hausse des gains de couverture réalisés et latents pris ensemble ainsi qu'à la hausse des volumes de production, facteurs atténués par l'accroissement de la charge d'amortissement et d'épuisement, des frais de transport et des intérêts débiteurs ainsi que par la diminution des gains de change hors exploitation. Outre les éléments dont il est question aux rubriques traitant des flux de trésorerie et du bénéfice d'exploitation, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 :

- les gains de couverture latents se sont établis à 634 M\$ après impôts, contre des pertes de 1 352 M\$ après impôts en 2009;
- les gains de change hors exploitation se sont élevés à 200 M\$ après impôts, en regard de gains de 334 M\$ après impôts en 2009. Ces gains ont découlé essentiellement de la réévaluation de la dette à long terme par suite des fluctuations du taux de change entre les dollars américain et canadien et du règlement d'opérations intersociétés.

Le bénéfice net a régressé de 363 M\$ par rapport à celui consolidé pour 2009, en raison surtout des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les résultats comparatifs consolidés de 2009.

Comparaison de 2009 et de 2008

Le bénéfice d'exploitation pro forma s'est établi à 749 M\$, en baisse de 2 656 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation pro forma de 2008, essentiellement du fait de la baisse des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production, ainsi que du recul des gains de couverture réalisés et latents pris ensemble. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la progression des gains de change hors exploitation, le recul de la charge d'amortissement et d'épuisement et le fléchissement des charges liées aux activités en amont. Le bénéfice net consolidé s'est chiffré à 1 862 M\$, en baisse de 4 082 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation consolidé de 2008, surtout en raison de ces facteurs, atténués par la hausse du résultat net lié aux activités abandonnées, outre la baisse des impôts futurs en lien avec la liquidation de la société de personnes du secteur du pétrole et du gaz au Canada et d'autres éléments découlant de l'opération de scission.

Sommaire de l'incidence des opérations de couverture sur le bénéfice net

(en millions de dollars)	2010	Exercices terminés les 31 décembre		Chiffres consolidés	
		Chiffres pro forma		2009	2008
		2009	2008		
Gains (pertes) de couverture latent(e)s, après impôts ¹⁾	634 \$	(1 352) \$	1 299 \$	(1 792) \$	1 818 \$
Gains (pertes) de couverture réalisé(e)s, après impôts	808	2 250	(6)	2 935	(219)
Incidence des opérations de couverture sur le résultat net	1 442 \$	898 \$	1 293 \$	1 143 \$	1 599 \$

1) Inclus dans les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et autres.

La volatilité des prix des marchandises a une incidence sur les flux de trésorerie. Afin de gérer cette volatilité et son incidence sur ses flux de trésorerie, Encana conclut divers contrats de couverture. 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 à titre de gains (pertes) de couverture latents. Les gains (pertes) de couverture réalisés sont constatés dans les produits au règlement des contrats financiers dérivés.

Bénéfice net trimestriel

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2010 et de 2009

Le résultat net, soit une perte de 42 M\$, est en baisse de 275 M\$ par rapport au bénéfice net pro forma pour la période correspondante de 2009, en raison principalement du fléchissement des gains de couverture réalisés et latents pris ensemble, du recul des prix obtenus pour les marchandises et de la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement, facteurs atténués par la hausse des volumes de production et des gains de change hors exploitation. Outre les éléments dont il est question dans les rubriques traitant des flux de trésorerie et du bénéfice d'exploitation, pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010 :

- les pertes de couverture latentes se sont établies à 269 M\$ après impôts alors que des pertes de 135 M\$ après impôts avaient été constatées pour la période correspondante de 2009;
- les gains de change hors exploitation se sont élevés à 159 M\$ après impôts, comparativement à des pertes de 5 M\$ après impôts un an plus tôt. Ces gains et ces pertes ont découlé essentiellement de la réévaluation de la dette à long terme par suite des fluctuations du taux de change entre les dollars américain et canadien et du règlement d'opérations intersociétés.

Le bénéfice net a glissé de 678 M\$ par rapport au bénéfice net consolidé pour 2009, du fait essentiellement des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les résultats comparatifs consolidés de 2009.

Sommaire de l'incidence des opérations de couverture sur le bénéfice net

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		
	2010	2009 Chiffres pro forma	2009 Chiffres consolidés
Gains (pertes) de couverture latent(e)s, après impôts ¹⁾	(269) \$	(135) \$	(200) \$
Gains (pertes) de couverture réalisé(e)s, après impôts	209	328	423
Incidence des opérations de couverture sur le résultat net	(60) \$	193 \$	223 \$

1) Inclus dans les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et autres.

Sommaire du résultat net consolidé

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2010	T4	T3	T2	T1	2009	T4	T3	T2	T1	2008
Activités poursuivies											
Bénéfice net tiré des activités poursuivies	1 499 \$	(42) \$	569 \$	(505) \$	1 477 \$	1 830 \$	589 \$	39 \$	211 \$	991 \$	6 499 \$
par action – résultat de base	2,03	(0,06)	0,77	(0,68)	1,97	2,44	0,78	0,05	0,28	1,32	8,66
par action – résultat dilué	2,03	(0,06)	0,77	(0,68)	1,97	2,44	0,78	0,05	0,28	1,32	8,64
Total consolidé											
Bénéfice net par action – résultat de base	1 499	(42)	569	(505)	1 477	1 862	636	25	239	962	5 944
par action – résultat dilué	2,03	(0,06)	0,77	(0,68)	1,97	2,48	0,85	0,03	0,32	1,28	7,92
par action – résultat dilué	2,03	(0,06)	0,77	(0,68)	1,97	2,48	0,85	0,03	0,32	1,28	7,91
Actif total	34 020					33 827					47 247
Total de la dette à long terme	7 629					7 768					9 005
Produits, déduction faite des redevances	8 870	1 431	2 425	1 469	3 545	11 114	2 712	2 271	2 449	3 682	21 053

Les résultats consolidés comparatifs avant l'opération de scission du 30 novembre 2009 tiennent compte de ceux de Cenovus et ne sont donc pas comparables avec ceux obtenus au cours de l'exercice à l'étude. Le bénéfice net provenant des activités poursuivies en 2009 et en 2008 comprend les résultats des actifs en amont de la division Canada – Autres qui ont été transférés à Cenovus. Le bénéfice net total consolidé comprend les résultats des actifs de raffinage en aval aux États-Unis transférés à Cenovus, lesquels sont présentés dans les activités abandonnées.

Quantités des réserves

Depuis sa création, 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 et de liquides. 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. La communication par Encana des données pour 2010 inclut les quantités des réserves prouvées avant et après redevances en utilisant les prix et coûts prévisionnels.

Pour les exercices antérieurs, les données présentées par la Société étaient conformes aux exigences des autorités de réglementation des États-Unis aux termes d'une ordonnance de dispense délivrée par les ACVM, laquelle est maintenant expirée. Les données relatives aux réserves de la Société pour 2010 présentées conformément aux exigences des autorités de réglementation des États-Unis sont fournies dans la notice annuelle d'Encana.

Rapprochement des réserves prouvées – avant redevances

(prix prévisionnels)	Gaz naturel (en Gpi ³)			Liquides (en millions de barils)			Total (en Gpi ³ e)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2009	6 111	8 172	14 283	41,6	55,7	97,3	14 867
Extensions	1 117	1 279	2 396	21,1	2,4	23,5	2 538
Découvertes	60	43	103	0,6	-	0,6	106
Révisions techniques	19	1 002	1 021	6,7	0,5	7,2	1 064
Facteurs économiques	(90)	21	(69)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(70)
Acquisitions	132	92	224	0,5	0,6	1,1	230
Cessions	(90)	(455)	(545)	(2,8)	(7,3)	(10,1)	(605)
Production	(504)	(855)	(1 359)	(5,7)	(4,4)	(10,1)	(1 420)
31 décembre 2010	6 755	9 299	16 054	61,9	47,4	109,3	16 710

En 2010, les réserves prouvées avant redevances d'Encana se sont établies à environ 17 Tpi³, en hausse de 12 % par rapport à 2009 du fait des activités continues de mise en valeur et de délimitation. Des ajouts d'environ 3,6 Tpi³, compte non tenu des acquisitions et des cessions, ont remplacé 256 % de la production avant redevances au cours de l'exercice.

Rapprochement des réserves prouvées – après redevances

(prix prévisionnels)	Gaz naturel (en Gpi ³)			Liquides (en millions de barils)			Total (en Gpi ³ e)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2009	5 675	6 605	12 280	37,2	45,1	82,3	12 774
Extensions et découvertes	1 115	1 678	2 793	11,1	4,3	15,4	2 885
Révisions ¹⁾	(50)	177	127	13,0	(2,6)	10,4	189
Acquisitions	124	82	206	0,4	0,5	0,9	212
Cessions	(83)	(386)	(469)	(2,1)	(5,3)	(7,4)	(513)
Production	(483)	(679)	(1 162)	(4,8)	(3,5)	(8,3)	(1 212)
31 décembre 2010	6 298	7 477	13 775	54,8	38,5	93,3	14 335

1) Comprennent les facteurs économiques.

En 2010, les réserves prouvées après redevances d'Encana se sont établies à environ 14,3 Tpi³, en hausse de 12 % par rapport à 2009 du fait des activités continues de mise en valeur et de délimitation. Des ajouts d'environ 3,1 Tpi³, compte non tenu des acquisitions et des cessions, ont remplacé 254 % de la production après redevances au cours de l'exercice.

Prix prévisionnels

	Gaz naturel		Liquides	
	Henry Hub (\$/Mbtu)	AECO (\$CA/Mbtu)	WTI (\$ le baril)	Edmonton ¹⁾ (\$CA le baril)
Prix présumés pour 2009				
2010	5,50	5,49	75,00	76,84
2011 – 2014	6,50	6,39 – 6,04	75,00	76,84
Par la suite	6,50	6,04	75,00	76,84
Prix présumés pour 2010				
2011	4,73	4,35	79,53	81,93
2012 – 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

1) Mixed Sweet Blend à Edmonton.

Production et dépenses en immobilisations, montant net

Volumes de production (après redevances)

(moyenne quotidienne)	2010	T4	T3	T2	T1	2009	T4	T3	T2	T1	2008
Gaz produit (Mpi^3/j) ¹⁾											
Division Canada	1 323	1 395	1 390	1 327	1 177	1 224	1 071	1 201	1 343	1 281	1 300
Division États-Unis	1 861	1 835	1 791	1 875	1 946	1 616	1 616	1 524	1 581	1 746	1 633
	3 184	3 230	3 181	3 202	3 123	2 840	2 687	2 725	2 924	3 027	2 933
Liquides (b/j) ¹⁾											
Division Canada	13 149	11 327	14 262	13 462	13 558	15 880	12 477	15 909	17 624	17 567	19 980
Division États-Unis	9 638	9 206	9 142	10 112	10 108	11 317	11 586	10 325	11 699	11 671	13 350
	22 787	20 533	23 404	23 574	23 666	27 197	24 063	26 234	29 323	29 238	33 330
Total (Mpi^3e/j) ¹⁾											
Division Canada	1 402	1 463	1 476	1 408	1 258	1 319	1 145	1 297	1 449	1 387	1 419
Division États-Unis	1 919	1 890	1 846	1 936	2 007	1 684	1 686	1 586	1 651	1 816	1 713
	3 321	3 353	3 322	3 344	3 265	3 003	2 831	2 883	3 100	3 203	3 132
Canada – Autres (Mpi^3e/j) ²⁾	-	-	-	-	-	1 362	970	1 504	1 502	1 472	1 507
Volumes totaux (Mpi^3e/j)	3 321	3 353	3 322	3 344	3 265	4 365	3 801	4 387	4 602	4 675	4 639

1) Volumes pro forma pour 2009 et 2008.

2) La division Canada – Autres représente les anciens volumes produits par les divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées – Canada et transférés à Cenovus.

Comparaison de 2010 et de 2009

Les volumes de production moyens ont atteint 3 321 Mpi^3e/j , soit une hausse de 11 %, ou 318 Mpi^3e/j par rapport aux volumes pro forma de 2009. La hausse des volumes tenait essentiellement à l'accroissement de la production provenant de certaines des principales zones de ressources des divisions États-Unis et Canada par suite des résultats fructueux des programmes de forage et de la fin d'arrêts et de réductions de production. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par une diminution d'environ 130 Mpi^3e/j des volumes en 2010, attribuable aux cessions nettes réalisées par les divisions États-Unis et Canada.

Comparaison de 2009 et de 2008

Les volumes de production moyens pro forma se sont établis à 3 003 Mpi^3e/j , soit une baisse de 4 %, ou 129 Mpi^3e/j par rapport aux volumes pro forma de 2008. Les volumes ont baissé du fait surtout d'arrêts et de baisses de production ainsi que du report de la complétion et du raccordement de puits vu la faiblesse des prix, outre les baisses de rendement normales des biens classiques.

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2010 et de 2009

Les volumes de production moyens ont atteint 3 353 Mpi^3e/j , soit une hausse de 18 %, ou 522 Mpi^3e/j par rapport aux volumes pro forma de 2009. La hausse des volumes tenait essentiellement à l'accroissement de la production provenant de certaines des principales zones de ressources des divisions États-Unis et Canada par suite des résultats fructueux des programmes de forage et de la fin d'arrêts et de réductions de production. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par une diminution d'environ 90 Mpi^3e/j des volumes de 2010 attribuable aux cessions nettes réalisées par les divisions États-Unis et Canada.

Dépenses en immobilisations, montant net

(en millions de dollars)	2010	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés	
		2009	2008	2009	2008
Division Canada	2 211 \$	1 869 \$	2 459 \$	1 869 \$	2 459 \$
Division États-Unis	2 499	1 821	2 682	1 821	2 682
Optimisation des marchés	2	-	1	2	17
Activités non sectorielles et autres	61	65	113	85	165
Canada – Autres ¹⁾	-	-	-	848	1 500
Dépenses en immobilisations	4 773	3 755	5 255	4 625	6 823
Acquisitions	733	260	1 174	260	1 174
Cessions	(883)	(1 075)	(857)	(1 161)	(857)
Acquisitions et cessions, montant net	(150)	(815)	317	(901)	317
Canada – Autres ¹⁾²⁾	-	-	-	(14)	(47)
Activités abandonnées ³⁾	-	-	-	829	478
Dépenses en immobilisations, montant net	4 623 \$	2 940 \$	5 572 \$	4 539 \$	7 571 \$

1) La division Canada – Autres regroupe les activités qui relevaient auparavant des divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées – Canada et qui ont été transférées à Cenovus.

2) Représente les acquisitions et cessions, montant net pour la division Canada – Autres.

3) Les anciennes activités de raffinage en aval aux États-Unis, qui relevaient auparavant de la division Activités pétrolières intégrées et qui ont été transférées à Cenovus, sont incluses dans les activités abandonnées.

Comparaison de 2010 et de 2009

En 2010, les dépenses en immobilisations ont servi essentiellement à poursuivre la mise en valeur des principales zones de ressources d'Encana en Amérique du Nord. Les dépenses en immobilisations, qui se sont établies à 4 773 M\$, ont été supérieures aux dépenses pro forma de 2009 en raison essentiellement de l'accroissement des sommes engagées pour la mise en valeur de Haynesville et de Horn River et de l'augmentation du taux de change moyen entre les dollars américain et canadien.

Les acquisitions visaient notamment des terrains et des biens qui complètent les actifs existants de la Société. En 2010, les acquisitions ont totalisé 592 M\$ (190 M\$ en 2009) pour la division Canada et 141 M\$ (46 M\$ en 2009) pour la division États-Unis.

En 2010, la Société a procédé à des cessions d'actifs secondaires, pour un produit de 288 M\$ (1 000 M\$ en 2009) dans le cas de la division Canada et de 595 M\$ (73 M\$ en 2009) en ce qui concerne la division États-Unis.

En ce qui concerne le secteur Activités non sectorielles, les dépenses en immobilisations ont été affectées essentiellement aux systèmes d'information de l'entreprise, à des améliorations locatives et à du mobilier de bureau. En février 2007, Encana a annoncé qu'elle avait conclu un bail de 25 ans avec un promoteur immobilier non lié pour le projet d'immeuble de bureaux *The Bow*, actuellement en cours de construction. Les coûts des modifications des plans de l'immeuble ainsi que les améliorations locatives sont répartis à parts égales entre Encana et Cenovus.

Comparaison de 2009 et de 2008

Les dépenses en immobilisations pro forma se sont établies à 3 755 M\$, en baisse par rapport aux dépenses en immobilisations pro forma de 2008 du fait principalement de la réduction des activités en amont ainsi que de la contraction du taux de change moyen entre les dollars américain et canadien.

Résultats des divisions

Division Canada

Flux de trésorerie et prix net liés à l'exploitation

<i>(en millions de dollars, sauf les montants par \$/kpi³e)</i>	2010		2009		2008	
	<i>(\$/kpi³e)</i>		<i>(\$/kpi³e)</i>		<i>(\$/kpi³e)</i>	
Produits, déduction faite des redevances et des couvertures	2 350 \$	4,47 \$	1 962 \$	4,02 \$	4 541 \$	8,63 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	479		1 400		(186)	
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	8	0,02	14	0,03	33	0,06
Transport	197	0,38	154	0,32	239	0,41
Exploitation	561	1,06	536	1,09	609	1,13
Flux de trésorerie ou prix net liés à l'exploitation	2 063 \$	3,01 \$	2 658 \$	2,58 \$	3 474 \$	7,03 \$
Gain (perte) de couverture réalisé		0,93		2,93		(0,36)
Prix net, compte tenu du gain de couverture réalisé		3,94 \$		5,51 \$		6,67 \$

Comparaison de 2010 et de 2009

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont établis à 2 063 M\$, en baisse de 595 M\$ en raison principalement de la diminution des gains de couverture réalisés ainsi que de la hausse des frais de transport et des charges d'exploitation, facteurs atténués par la hausse des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 :

- les gains de couverture réalisés avant impôts se sont chiffrés à 479 M\$, comparativement à 1 400 M\$ en 2009;
- les frais de transport ont augmenté de 43 M\$ et les charges d'exploitation, de 25 M\$, principalement du fait de la majoration des volumes de production et de l'augmentation du taux de change entre les dollars américain et canadien;
- la majoration des prix obtenus pour les marchandises, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, a donné lieu à une hausse de 272 M\$ des produits, ce qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base;
- le volume de production moyen a été de 1 402 Mpi³e/j, soit une hausse de 6 % comparativement à 1 319 Mpi³e/j en 2009, ce qui a entraîné une augmentation des produits de 116 M\$.

Comparaison de 2009 et de 2008

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation, d'un montant de 2 658 M\$, ont reculé de 816 M\$ en raison principalement du glissement des prix obtenus pour les marchandises et de la baisse des volumes de production, atténués par la hausse des gains de couverture réalisés ainsi que la baisse des frais de transport et des charges d'exploitation en raison de la contraction du taux de change entre les dollars américain et canadien.

Résultats par principale zone

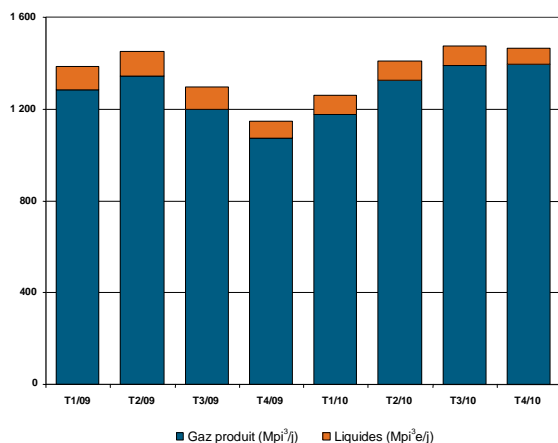
	Production quotidienne (Mpi ³ e/j après redevances)			Dépenses en immobilisations (en M\$)			Activités de forage (puits nets forés) ¹⁾		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Greater Sierra ²⁾	236	204	226	515	\$ 264	\$ 392	47	57	106
Cutbank Ridge ³⁾	401	314	300	499	439	690	62	71	82
Bighorn	239	175	189	345	272	401	51	69	64
CBM	317	316	304	443	292	358	1 044	490	698
Principales zones de ressources	1 193	1 009	1 019	1 802	1 267	1 841	1 204	687	950
Autres	209	310	400	409	602	618	2	12	114
Total – Division Canada	1 402	1 319	1 419	2 211	\$ 1 869	\$ 2 459	1 206	699	1 064

1) Les activités de forage nettes traduisent les variations touchant les participations de concessionnaire et les cessions de moindre importance.

2) Les chiffres de 2010 tiennent compte de Horn River, zone dont la production était de 29 Mpi³e/j (9 Mpi³e/j en 2009; 4 Mpi³e/j en 2008) et pour laquelle les dépenses en immobilisations se sont chiffrées à 406 M\$ (179 M\$ en 2009; 63 M\$ en 2008) et où 16 puits nets ont été forés (21 puits nets en 2009; 5 puits nets en 2008).

3) Les chiffres de 2010 tiennent compte de Montney, zone dont la production était de 274 Mpi³e/j (173 Mpi³e/j en 2009; 134 Mpi³e/j en 2008) et pour laquelle les dépenses en immobilisations se sont établies à 405 M\$ (389 M\$ en 2009; 277 M\$ en 2008) et où 54 puits nets ont été forés (64 puits nets en 2009; 61 puits nets en 2008).

Volumes de production



- Au quatrième trimestre de 2010, les volumes de production moyens se sont établis à 1 463 Mpi³e/j, en hausse de 28 % par rapport à la période correspondante de 2009. Les volumes de production moyens en 2010 se sont établis à 1 402 Mpi³e/j, soit une augmentation de 6 % par rapport à la même période de 2009.
- Ces accroissements de la production ont résulté essentiellement des programmes de forage fructueux menés à Cutbank Ridge et à Bighorn, de la fin d'arrêts et de réductions de volumes de production et de l'achèvement de l'entretien des têtes de puits à des fins d'amélioration. Ces facteurs ont été atténués par des baisses des volumes d'environ 10 Mpi³e/j au quatrième trimestre et 65 Mpi³e/j en 2010 par suite des cessions nettes.

Dépenses en immobilisations

En 2009 et en 2010, les dépenses en immobilisations ont ciblé surtout les principales zones de ressources de la division Canada ainsi que Deep Panuke.

Division États-Unis

Flux de trésorerie et prix net liés à l'exploitation

(en millions de dollars, sauf les montants par $\$/\text{kp}^3\text{e}$)	2010		2009		2008	
	(\$/kp ³ e)		(\$/kp ³ e)		(\$/kp ³ e)	
Produits, déduction faite des redevances et des couvertures	3 577 \$	4,94 \$	2 525 \$	3,92 \$	5 413 \$	8,17 \$
Gain de couverture réalisé	698		2 012		216	
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	209	0,30	118	0,19	370	0,59
Transport	662	0,95	530	0,86	502	0,80
Exploitation	468	0,56	434	0,53	618	0,56
Flux de trésorerie ou prix net liés à l'exploitation	2 936 \$	3,13 \$	3 455 \$	2,34 \$	4 139 \$	6,22 \$
Gain de couverture réalisé		1,00		3,27		0,34
Prix net, compte tenu du gain de couverture réalisé		4,13 \$		5,61 \$		6,56 \$

Comparaison de 2010 et de 2009

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont établis à 2 936 M\$, en baisse de 519 M\$ en raison principalement de la diminution des gains de couverture réalisés ainsi que de la hausse des frais de transport et des taxes à la production et impôts miniers, facteurs atténués par la hausse des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 :

- les gains de couverture réalisés avant impôts se sont chiffrés à 698 M\$, comparativement à 2 012 M\$ un an plus tôt;
- les frais de transport ont augmenté de 132 M\$, principalement du fait de la majoration des volumes de production et des volumes liés au transport en vue d'obtenir de meilleurs prix;
- les taxes à la production et impôts miniers ont augmenté de 91 M\$ en raison surtout de la hausse des prix du gaz naturel et de la réduction des crédits d'impôt à la production;
- la majoration des prix obtenus pour les marchandises, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, a donné lieu à une hausse de 742 M\$ des produits, ce qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base;
- le volume de production moyen a été de 1 919 Mpi³e/j, soit une hausse de 14 % comparativement à 1 684 Mpi³e/j en 2009, ce qui a entraîné une augmentation des produits de 305 M\$.

Comparaison de 2009 et de 2008

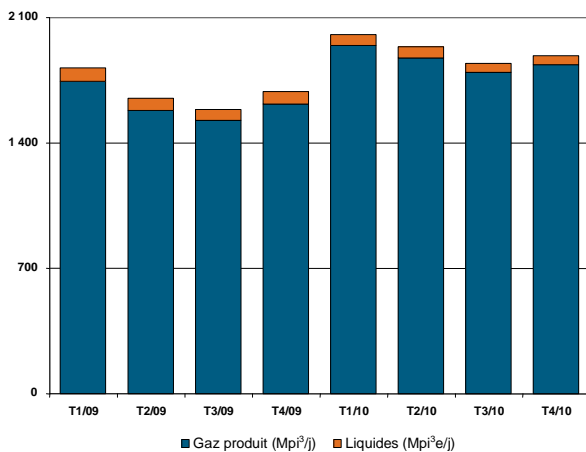
Les flux de trésorerie liés à l'exploitation, d'un montant de 3 455 M\$, ont reculé de 684 M\$ en raison principalement du glissement des prix obtenus pour les marchandises et de la baisse des volumes de production, atténués par la hausse des gains de couverture réalisés ainsi que la baisse des taxes à la production et impôts miniers et des charges d'exploitation.

Résultats par principale zone

	Production quotidienne (Mpi ³ e/j après redevances)			Dépenses en immobilisations (en M\$)			Activités de forage (puits nets forés) ¹⁾		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Jonah	559	601	635	374 \$	346 \$	526 \$	112	108	175
Piceance	458	373	400	224	183	525	125	129	328
East Texas	348	324	335	206	343	640	16	38	78
Haynesville	303	71	10	1 261	541	137	106	49	7
Fort Worth	124	139	145	93	103	275	30	26	83
Principales zones de ressources	1 792	1 508	1 525	2 158	1 516	2 103	389	350	671
Autres	127	176	188	341	305	579	59	40	79
Total – division des États-Unis	1 919	1 684	1 713	2 499 \$	1 821 \$	2 682 \$	448	390	750

1) Les activités de forage nettes traduisent les variations touchant les participations de concessionnaire et les cessions de moindre importance.

Volumes de production



- Les volumes de production moyens se sont établis à 1 890 Mpi³e/j, en hausse de 12 % au quatrième trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009. En regard de 2009, les volumes de production moyens se sont chiffrés à 1 919 Mpi³e/j, en hausse de 14 % en 2010.
- Ces augmentations de la production sont essentiellement attribuables aux résultats fructueux des travaux de forage et d'exploitation à Haynesville et à Piceance ainsi qu'à la fin d'arrêts et de réductions de production. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les baisses de rendement normales et une diminution des volumes d'environ 80 Mpi³e/j au quatrième trimestre et 65 Mpi³e/j en 2010 par suite des cessions nettes.

Dépenses en immobilisations

En 2009, les dépenses en immobilisations visaient principalement Haynesville, Jonah et East Texas. En 2010, les dépenses en immobilisations ont été concentrées dans Haynesville ainsi que dans d'autres principales zones de ressources de la division États-Unis.

Canada – Autres

(en millions de dollars)	2010	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés	
		2009	2008	2009	2008
Produits, déduction faite des redevances et des couvertures	- \$	- \$	- \$	3 239 \$	6 017 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	-	-	-	984	(322)
Charges					
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-	39	75
Transport	-	-	-	596	963
Exploitation	-	-	-	582	724
Produits achetés	-	-	-	(85)	(151)
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	- \$	- \$	- \$	3 091 \$	4 084 \$

La division Canada – Autres comprend les actifs en amont qui relevaient des divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées – Canada et qui ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission du 30 novembre 2009. Aux termes de la méthode de la comptabilisation du coût entier, les résultats historiques sont présentés dans les activités poursuivies.

Activités d'optimisation des marchés

(en millions de dollars)	2010	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés	
		2009	2008	2009	2008
Produits	797 \$	861 \$	1 529 \$	1 607 \$	2 655 \$
Charges					
Exploitation	33	16	27	26	45
Produits achetés	739	820	1 476	1 545	2 577
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	25	25	26	36	33
Amortissement et épuisement	11	10	11	20	15
Bénéfice sectoriel	14 \$	15 \$	15 \$	16 \$	18 \$

Les produits et les charges liées aux produits achetés du secteur Activités d'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 et les charges liées aux produits achetés ont baissé en 2010 par rapport aux chiffres pro forma de 2009 en raison principalement de la diminution des volumes nécessaires aux activités d'optimisation, diminution qui a été partiellement contrebalancée par la hausse des prix des marchandises.

Les produits et les charges liées aux produits achetés pro forma ont baissé en 2009 par rapport à 2008 en raison de la diminution du prix des marchandises, en partie contrebalancée par la hausse des volumes nécessaires aux activités d'optimisation. Les produits consolidés et les charges liées aux produits achetés consolidés ont fléchi en 2009 par rapport à 2008 du fait de ces mêmes facteurs.

Activités non sectorielles et autres

(en millions de dollars)	2010	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés	
		2009	2008	2009	2008
Produits	969 \$	(2 028) \$	1 992 \$	(2 615) \$	2 719 \$
Charges					
Exploitation	(1)	22	(2)	49	(13)
Amortissement et épuisement	77	103	108	143	131
Bénéfice sectoriel	893 \$	(2 153) \$	1 886 \$	(2 807) \$	2 601 \$

Les produits représentent principalement des gains ou pertes de couverture latents et associés à des contrats de couverture des prix du gaz naturel et des liquides. La charge d'amortissement et d'épuisement tient compte de l'amortissement des actifs non sectoriels comme le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

Charges

(en millions de dollars)	2010	Chiffres pro forma ¹⁾		Chiffres consolidés	
		2009	2008	2009	2008
Administration	359 \$	359 \$	329 \$	477 \$	447 \$
Intérêts, montant net	501	371	368	405	402
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	46	37	40	71	77
(Gain) perte de change, montant net	(216)	(312)	673	(22)	423
(Gain) perte à la cession de participations	2	2	(143)	2	(141)
Charges totales	692 \$	457 \$	1 267 \$	933 \$	1 208 \$

1) Les charges pro forma ne comprennent pas les charges liées aux actifs transférés à Cenovus, mais rendent compte d'ajustements au titre des charges de rémunération et des coûts de transaction.

Comparaison de 2010 et de 2009

Les charges totales du secteur Activités non sectorielles se sont établies à 692 M\$, en hausse de 235 M\$ par rapport aux charges pro forma de 2009 en raison de l'augmentation des intérêts débiteurs et du recul des gains de change. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 :

- les intérêts débiteurs ont été plus élevés surtout du fait que la valeur comptable de la dette utilisée pour déterminer les intérêts pro forma était inférieure en 2009;
- des gains de change de 216 M\$ ont été inscrits, comparativement à 312 M\$ en 2009, essentiellement attribuables à la réévaluation de la dette à long terme par suite des fluctuations du taux de change entre les dollars américain et canadien, contrebalancées par les pertes résultant des règlements d'opérations intersociétés et des réévaluations sur des actifs et passifs monétaires.

Les charges totales du secteur Activités non sectorielles ont reculé de 241 M\$ par rapport aux charges consolidées de 2009 en raison principalement des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les chiffres comparatifs consolidés de 2009.

Comparaison de 2009 et de 2008

Les charges pro forma du secteur Activités non sectorielles se sont établies à 457 M\$, en baisse de 810 M\$ par rapport aux charges pro forma de 2008 du fait qu'en 2009, des gains de change ont été constatés alors qu'en 2008, des pertes de change avaient été inscrites, facteur contrebalancé par un gain à une cession de participations au Brésil en 2008. Les charges consolidées du secteur Activités non sectorielles se sont établies à 933 M\$, en baisse de 275 M\$ par rapport aux charges consolidées de 2008 en raison de ces mêmes facteurs.

Impôts sur les bénéfices

(en millions de dollars)	2010	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés	
		2009	2008	2009	2008
Impôts exigibles	(213) \$	550 \$	568 \$	1 908 \$	997 \$
Impôts futurs	774	(438)	1 297	(1 799)	1 723
Total des impôts sur les bénéfices	561 \$	112 \$	1 865 \$	109 \$	2 720 \$

Le taux d'imposition effectif d'Encana a été d'environ 27 % en 2010, 13 %, sur une base pro forma, en 2009 et 35 % sur une base pro forma en 2008. Sur une base consolidée, le taux d'imposition effectif s'est établi à 6 % en 2009 et à 30 % en 2008. Le taux d'imposition effectif d'une période donnée est fonction de la relation entre le total des impôts (exigibles et futurs) et le montant du bénéfice net avant impôts pour l'exercice. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi puisqu'il tient compte des écarts permanents, des ajustements apportés aux estimations et des changements de taux d'imposition et d'autres dispositions des lois fiscales de chaque territoire. Les éléments composant les écarts permanents comprennent :

- la portion non imposable des gains ou pertes en capital au Canada;
- les conditions de financement à l'étranger;
- les (gains) pertes de change non compris dans le bénéfice net.

Les interprétations, 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 habituellement à l'étude. La Société estime que la charge d'impôts est suffisante.

Comparaison de 2010 et de 2009

Comparaison des impôts sur les bénéfices de 2010 et des impôts pro forma de 2009 :

- Économie de 213 M\$ au titre de la charge d'impôts exigibles, soit une baisse de 763 M\$ essentiellement imputable au recul des flux de trésorerie qui a résulté du repli des gains de couverture réalisés, facteur atténué par la hausse des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production. La hausse des dépenses en immobilisations a également contribué au fléchissement des impôts exigibles.
- Le total de la charge d'impôts sur les bénéfices, soit 561 M\$, a augmenté de 449 M\$ à cause de l'accroissement du bénéfice net avant impôts, ce qui est principalement attribuable à l'incidence des gains de couverture réalisés et latents pris ensemble ainsi qu'à la progression des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production.

En 2010, le total des impôts sur les bénéfices a progressé de 452 M\$ par rapport au montant consolidé en 2009, essentiellement en raison des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les chiffres comparatifs consolidés de 2009.

Comparaison de 2009 et de 2008

Comparaison des impôts pro forma 2009 et des impôts pro forma de 2008 :

- La charge d'impôts exigibles s'est chiffrée à 550 M\$, soit une baisse de 18 M\$ essentiellement imputable au recul des flux de trésorerie qui a résulté du repli des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production, atténué par la hausse des gains de couverture réalisés.
- Le total de la charge d'impôts sur les bénéfices, soit 112 M\$, a baissé de 1 753 M\$, principalement à cause de la régression des prix obtenus pour les marchandises et des volumes de production, outre le glissement des gains de couverture réalisés et latents pris ensemble.

La charge d'impôts exigibles consolidée s'est établie à 1 908 M\$, en hausse de 911 M\$ par rapport au montant consolidé en 2008, essentiellement en raison de la liquidation de la société de personnes du secteur du pétrole et du gaz au Canada dans le cadre de l'opération de scission. Le total de la charge d'impôts consolidée s'est chiffré à 109 M\$, en baisse de 2 611 M\$ par rapport au montant consolidé en 2008 essentiellement du fait de la baisse du bénéfice net avant impôts sur les bénéfices.

Amortissement et épuisement

(en millions de dollars)	2010	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés	
		2009	2008	2009	2008
Canada	1 242 \$	1 096 \$	1 286 \$	1 980 \$	2 198 \$
États-Unis	1 912	1 561	1 691	1 561	1 691
Optimisation des marchés	11	10	11	20	15
Activités non sectorielles et autres	77	103	108	143	131
Total de la charge d'amortissement et d'épuisement	3 242 \$	2 770 \$	3 096 \$	3 704 \$	4 035 \$

Encana applique la méthode de la capitalisation du coût entier aux activités pétrolières et gazières et calcule la charge d'amortissement et d'épuisement par centre de coûts, pays par pays.

Comparaison de 2010 et de 2009

La charge d'amortissement et d'épuisement a totalisé 3 242 M\$, en hausse de 472 M\$ par rapport aux chiffres pro forma de 2009. Cette hausse a résulté de l'accroissement des volumes de production et de la progression du taux de change entre les dollars américain et canadien.

Par rapport aux chiffres consolidés de 2009, la charge d'amortissement et d'épuisement a diminué de 462 M\$, en raison de l'inclusion de Cenovus dans les chiffres comparatifs consolidés de 2009, diminution atténuée par les facteurs décrits ci-dessus.

Comparaison de 2009 et de 2008

La charge d'amortissement et d'épuisement pro forma a totalisé 2 770 M\$, en baisse de 326 M\$ par rapport aux chiffres pro forma de 2008, en raison du fléchissement des volumes de production et de la régression du taux de change entre les dollars américain et canadien. Par rapport aux chiffres consolidés de 2008, la charge d'amortissement et d'épuisement a diminué de 331 M\$, pour atteindre 3 704 M\$, en raison du fléchissement des volumes de production et de la régression du taux de change entre les dollars américain et canadien.

Activités abandonnées

Encana a rationalisé ses activités pour se concentrer sur celles d'exploration et de production de gaz naturel en amont en Amérique du Nord. Les anciennes activités de raffinage en aval aux États-Unis qui ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission du 30 novembre 2009 sont présentées dans les activités abandonnées. Le résultat net provenant des activités abandonnées en 2009 s'est établi à 32 M\$ (perte de 555 M\$ en 2008).

Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	2010	2009	2008
Flux de trésorerie nets liés aux			
Activités d'exploitation	2 365 \$	7 873 \$	8 986 \$
Activités d'investissement	(4 729)	(4 806)	(7 542)
Activités de financement	(1 284)	835	(1 439)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et ses équivalents libellés en devises	2	19	(33)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	(3 646) \$	3 921 \$	(28) \$
Flux de trésorerie nets pro forma liés aux activités d'exploitation		5 041 \$	6 224 \$

Activités d'exploitation

En 2010, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation se sont établis à 2 365 M\$, en baisse de 2 676 M\$ par rapport au montant pro forma de 5 041 M\$ constaté en 2009. Cette diminution a découlé des éléments dont il est question à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion ainsi que de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Pour 2010, cette variation, soit (1 990) M\$, reflète un versement d'impôts non récurrent de 1 775 M\$, lequel a englobé les impôts supplémentaires comptabilisés en 2009 en lien avec la liquidation de la société de personnes du secteur du pétrole et du gaz de la Société au Canada, dans le cadre de l'opération de scission.

En 2009, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation ont baissé par rapport à 2008 principalement du fait des éléments mentionnés à la rubrique sur les flux de trésorerie du présent rapport de gestion.

Le fonds de roulement positif de la Société s'élevait à 78 M\$ au 31 décembre 2010, comparativement à 1 550 M\$ au 31 décembre 2009. Le fonds de roulement positif de 2009 est essentiellement attribuable au produit tiré de l'opération de scission. Encana s'attend à continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

En 2010, les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement se sont établis à 4 729 M\$, en baisse de 77 M\$ par rapport au montant consolidé de 2009, qui comprenait des dépenses en immobilisations de 1 699 M\$ relativement à l'exploitation de Cenovus. En 2010, les dépenses en immobilisations liées aux divisions Canada et États-Unis ont atteint 4 710 M\$, en hausse de 1 020 M\$, et le montant net des cessions a reculé de 687 M\$ comparativement à celui qui a été constaté en 2009. Les raisons de ces variations sont analysées aux rubriques « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion. Les dépenses en immobilisations pour 2010 ont été financées au moyen des flux de trésorerie ainsi que de la trésorerie et des équivalents de trésorerie en caisse au début de l'exercice.

Les flux de trésorerie nets consolidés affectés aux activités d'investissement en 2009 se sont établis à 4 806 M\$, en baisse de 2 736 M\$ par rapport à 2008, essentiellement du fait du repli des dépenses en immobilisations et de la hausse du montant net des cessions.

Activités de financement

Facilités de crédit et prospectus préalables

La dette à long terme totale d'Encana, y compris sa partie à court terme, s'établissait à 7 629 M\$ au 31 décembre 2010, contre 7 768 M\$ au 31 décembre 2009. En 2010, le remboursement de la dette à long terme s'est chiffré à 200 M\$, comparativement à un remboursement net de 1 606 M\$ pour la même période de 2009, compte non tenu des billets de Cenovus. En 2009, parallèlement à l'opération de scission, Cenovus a réalisé un placement privé de billets non garantis pour un capital global de 3 468 M\$. À la réalisation de l'opération de scission, Cenovus a affecté le produit au règlement des billets de Cenovus qu'elle devait à Encana.

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

Au 31 décembre 2010, Encana disposait de facilités de crédit bancaires engagées inutilisées de 5,1 G\$.

- Encana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 4,5 G\$ CA (4,5 G\$) qui reste disponible jusqu'en octobre 2012.
- L'une des filiales américaines d'Encana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 565 M\$ qui reste disponible jusqu'en février 2013.

Au 31 décembre 2010, la capacité inutilisée dont disposait Encana en vertu de ses prospectus préalables s'élevait à 6,0 G\$.

- Encana a déposé un prospectus préalable qui lui permet d'émettre à l'occasion des titres d'emprunt au Canada jusqu'à concurrence de 2,0 G\$ CA ou l'équivalent en monnaies étrangères. Au 31 décembre 2010, 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 2011.
- Le 1^{er} avril 2010, Encana a renouvelé 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. Au 31 décembre 2010, le montant inutilisé aux termes de ce prospectus s'élevait à 4,0 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 de ses actes de fiducie, et elle prévoit continuer de s'y conformer.

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

Encana a reçu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires dans le cadre de neuf offres publiques de rachat (les « OPRA ») dans le cours normal des activités consécutives. En 2010, la Société a racheté 15,4 millions d'actions ordinaires à un prix moyen approximatif de 32,42 \$, pour une contrepartie totale de quelque 499 M\$. En 2009, Encana n'a racheté aucune action ordinaire. En 2008, la Société a racheté quelque 4,8 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale d'environ 326 M\$.

Encana a le droit de racheter pour annulation jusqu'à 36,8 millions d'actions ordinaires en vertu de l'OPRA en cours qui est entrée en vigueur le 14 décembre 2010 et qui prendra fin le 13 décembre 2011. Les actionnaires peuvent obtenir un exemplaire de l'avis d'intention de faire une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société en en faisant la demande à investor.relations@encana.com.

Dividendes

Encana verse un dividende trimestriel aux actionnaires au gré du conseil d'administration. En 2010, les versements de dividendes ont totalisé 590 M\$ (1 051 M\$ en 2009; 1 199 M\$ en 2008), soit 0,80 \$ par action (1,40 \$ par action en 2009; 1,60 \$ par action en 2008). Du premier trimestre de 2008 jusqu'à la réalisation de l'opération de scission, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action. Le 31 décembre 2009, après l'opération de scission, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action. Encana a continué de verser un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action en 2010. Le 9 février 2011, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,20 \$ par action à verser le 31 mars 2011.

Données sur les actions en circulation

Au 31 décembre 2010, le nombre d'actions ordinaires d'Encana en circulation s'établissait à 736,3 millions (751,3 millions en 2009; 750,4 millions en 2008). Au 15 février 2011, le nombre d'actions ordinaires d'Encana en circulation s'établissait à 736,3 millions.

Dans le cadre de divers régimes, des options visant l'achat d'actions ordinaires ont été attribuées à des employés. Au 31 décembre 2010, environ 36,8 millions d'options sur actions étaient en cours et assorties d'un droit à la plus-value des actions jumelé (« DPVAJ ») (20,4 millions de DPVAJ exerçables). Aux termes du DPVAJ, le porteur de l'option a le droit de recevoir une action ordinaire 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 DPVAJ. L'exercice d'un DPVAJ contre un paiement en trésorerie n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires d'Encana supplémentaires et n'a pas d'effet dilutif. D'ordinaire, la plupart des porteurs de ces options exercent ces DPVAJ contre un paiement en trésorerie.

Ratios financiers

Les ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté sont utilisés par la direction comme mesures de la santé financière générale de la Société pour gérer sa dette globale. Encana vise un ratio dette/capitaux permanents de moins de 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de moins de 2,0. Le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté de la Société respectaient ces fourchettes cibles pour 2010, à l'instar des ratios consolidés pour 2009 et 2008. Le ratio dette/BAIIA ajusté pro forma de 2009 était légèrement supérieur à cette fourchette, du fait essentiellement de la faiblesse du prix du gaz naturel enregistrée au cours de 2009.

(31 décembre)	2010	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés	
		2009	2009	2008	2008
Ratio dette/capitaux permanents ^{1) 2)}	31 %	32 %	32 %	28 %	
Ratio dette/BAIIA ajusté ^{1) 2) 3)}	1,4 x	2,1 x	1,3 x	0,6 x	

1) La dette s'entend de la dette à long terme, y compris la partie à court terme.

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

3) Calculé pour les 12 derniers mois.

Obligations contractuelles et éventualités

Obligations contractuelles

Le tableau qui suit résume les obligations et engagements de nature contractuelle de la Société. En outre, la Société a pris des engagements relativement à son programme de gestion des risques comme indiqué à la note 17 afférente aux états financiers consolidés. La Société est tenue de capitaliser ses régimes à prestations déterminées et autres avantages postérieurs à l'emploi comme indiqué à la note 16 afférente aux états financiers consolidés. La Société prévoit qu'en 2011, ses engagements seront financés à l'aide des flux de trésorerie.

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue				Total
	2011	2012 et 2013	2014 et 2015	2016 et par la suite	
Dette à long terme ¹⁾	500 \$	1 003 \$	1 000 \$	5 154 \$	7 657 \$
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	56	99	87	4 454	4 696
Transport et traitement par pipelines	687	1 485	1 493	3 416	7 081
Achats de biens et services ²⁾	974	564	302	400	2 240
Loyers de bureaux ^{3) 5)}	81	383	376	3 206	4 046
Engagements relatifs à des dépenses en immobilisations	199	120	-	38	357
Total	2 497 \$	3 654 \$	3 258 \$	16 668 \$	26 077 \$
Quote-part des coûts de Cenovus ^{4) 5)}	119 \$	224 \$	156 \$	1 528 \$	2 027 \$

1) Composante en capital uniquement. Se reporter à la note 12 afférente aux états financiers consolidés.

2) Comprend un engagement de 667 M\$ lié aux installations de production du projet Deep Panuke actuellement comptabilisé à titre d'immobilisations en cours de construction. Voir la note 4 afférente aux états financiers consolidés. Cet engagement devrait être comptabilisé comme contrat de location-acquisition sur huit ans à partir du démarrage des activités.

3) Se rapportent principalement aux locaux pour bureaux liés à *The Bow*. Les améliorations locatives liées à *The Bow* sont prises en compte dans les engagements relatifs à des dépenses en immobilisations.

4) Encana continue de prendre en charge les coûts liés aux locataires de *The Bow* ainsi que les contrats de location de locaux pour bureaux en cours. Cenovus et Encana ont conclu une entente de répartition des coûts.

5) La valeur actualisée des paiements de location liés à *The Bow* calculée à l'aide du taux implicite du contrat de location pour 2016 et par la suite se chiffre à 1 140 M\$ (570 M\$ déduction faite de la quote-part des coûts revenant à Cenovus).

Entités à détenteurs de droits variables

En 2007 et en 2008, Encana a fait l'acquisition de terrains et de biens situés en Louisiane et au Texas. Trois opérations ont été facilitées par des parties non apparentées, lesquelles détenaient la majorité des actifs en fiducie pour la Société en prévision de l'échange en nature admissible aux fins de l'impôt des États-Unis en contrepartie de 457 M\$, de 101 M\$ et de 2,55 G\$. Au cours de la période de six mois ayant suivi les opérations, chaque partie non apparentée représentait un droit dans une entité à détenteurs de droits variables, dans le cadre d'un arrangement aux termes duquel Encana était le principal bénéficiaire de la partie non apparentée concernée et consolidait les comptes de celle-ci. À la réalisation de chaque arrangement, les actifs ont été transférés à Encana.

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 d'exploitation 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 à l'exploitation;
- 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 jouit d'une solide situation financière et 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 à l'exploitation 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 sur le marché;
- le crédit et la liquidité;
- le taux de change;
- le 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. Tous les contrats financiers et de change sont conclus 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 conclut des swaps qui permettent de fixer les prix à la NYMEX. Pour se protéger contre la variation des écarts de prix du gaz naturel dans diverses régions productrices, Encana conclut des swaps qui visent à gérer l'écart de prix entre ces régions productrices et différents points de vente. Des renseignements supplémentaires, notamment le détail des instruments financiers détenus par Encana en date du 31 décembre 2010, figurent à la note 17 afférente aux états financiers consolidés.

Les risques de contrepartie et de crédit font l'objet d'une gestion régulière et proactive. Une part substantielle des comptes débiteurs d'Encana se compose de créances sur des clients du secteur du pétrole et du gaz naturel. 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, par des pratiques en matière de crédit qui permettent de limiter les opérations selon la cote de solvabilité des contreparties et par des opérations entièrement garanties.

Encana suit de près la capacité de la Société à accéder à du crédit à des conditions favorables et à disposer de liquidités suffisantes pour financer les dépenses en immobilisations ainsi que le versement de dividendes. La Société gère le risque de liquidité au moyen de programmes de gestion de la trésorerie et des emprunts, y compris le maintien d'un solide bilan et d'importantes facilités de crédit inutilisées. La Société a également accès à un large éventail d'options de financement à des taux concurrentiels, notamment des billets de trésorerie, des instruments d'emprunt sur les marchés financiers et des emprunts bancaires.

Afin d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le \$ US et le \$ CA, Encana peut conclure des contrats de change. Les gains ou les pertes sur ces contrats sont constatés au moment où est déterminé l'écart entre le cours au comptant mensuel moyen et le taux à la date du 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 \$ US et en \$ CA 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 \$ US, 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 \$ US ou en \$ CA.

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 à l'exploitation

Les risques liés à l'exploitation s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de ce qui suit :

- le remplacement des réserves;
- les activités d'investissement;
- les activités d'exploitation.

La capacité de la Société de mener ses activités, de générer des flux de trésorerie, de mener à bien ses projets et d'évaluer les réserves 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, dont le contexte général des affaires et les conditions des marchés, les récessions et les perturbations des marchés des capitaux, la capacité d'obtenir et de conserver un financement avantageux pour remplir ses engagements, les questions environnementales et réglementaires, les augmentations de coût imprévues, les redevances, les impôts, la disponibilité du matériel de forage et d'autres matériels, la capacité d'accéder à des terrains, 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 supplémentaires de gaz naturel, ses réserves et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels, ses flux de trésorerie dépendant donc grandement de l'exploitation fructueuse des réserves actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves supplémentaires.

Pour atténuer ces risques, dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la Société sont évalués compte tenu 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 d'exploration 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 atténue également les risques liés à l'exploitation 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 à l'exploitation associés normalement à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel et de liquides, 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. La Société 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. 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. Encana a la ferme volonté de collaborer 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 d'exploitation 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 carbone lié à la réglementation adoptée en Alberta n'est pas notable pour Encana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une gestion étroite.

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone sans effet sur les revenus, 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 carbone, elle est actuellement de 20 \$ CA la tonne et passera à 30 \$ CA la tonne d'ici à 2012. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Colombie-Britannique n'est pas notable pour Encana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une gestion étroite.

Aux États-Unis, la loi intitulée *American Clean Energy and Security Act* (« ACESA »), adoptée par la Chambre des représentants en juin 2009, n'a pas été entérinée par le Sénat en 2010. L'ACESA proposait l'établissement d'un régime de plafonnement et d'échange de GES et prévoyait des encouragements au développement d'énergies renouvelables. Par la suite, l'administration américaine actuelle a confié à l'Environmental Protection Agency (« 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. L'EPA a annoncé son intention d'élaborer ces normes pour les centrales d'électricité et les raffineries en 2011, mais elle n'a fait aucune déclaration d'importance à l'égard des installations d'exploitation et de production de gaz naturel. Encana continuera de suivre de près l'évolution de la situation en 2011.

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 :

- sa pondération considérable en biens gaziers;
- 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 des GES. Cette stratégie est composée des trois grands volets suivants :

- *Gérer les coûts existants*
Lorsque les règlements entreront 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 focaliser 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 a lancé une initiative afin d'accroître l'efficacité environnementale 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*
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 de mesures de réduction. 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 à ses processus de planification à long terme et à ses analyses des conséquences de tendances suivies par la réglementation.

Encana surveille l'évolution des nouvelles politiques et lois en matière de changements climatiques et tient compte des coûts connexes du carbone dans sa planification stratégique. La direction et le conseil d'administration analysent l'incidence d'un éventail de scénarios de réduction des émissions de carbone sur la stratégie de la Société en fonction de coûts s'échelonnant entre environ 10 \$ et 50 \$ la tonne d'émissions et de différents niveaux de couverture des émissions. Encana examine également l'incidence de la réglementation relative au carbone sur ses principaux projets. Malgré l'incertitude entourant la réglementation future en la matière, Encana projette de continuer à évaluer le coût du carbone par rapport à ses investissements, selon une série de scénarios.

Encana est consciente que les émissions de carbone comportent un coût. Elle est persuadée que la réglementation sur les GES et les coûts du carbone, compte tenu de différents niveaux de prix, ont été pris en considération adéquatement dans le cadre de la planification et de l'analyse de scénarios. Encana estime que 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 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.

Conventions comptables et estimations

Adoption de nouvelles normes comptables

Le 1^{er} janvier 2010, Encana a adopté les chapitres suivants du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA ») :

- Le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », qui remplace l'ancienne norme sur les regroupements d'entreprises. Le nouveau chapitre exige que les actifs acquis et les passifs pris en charge dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, les contreparties conditionnelles et certaines éventualités acquises soient comptabilisés à la juste valeur à la date d'acquisition. De plus, les frais connexes à l'acquisition et les coûts de restructuration doivent être constatés séparément du regroupement d'entreprises et comptabilisés dans les résultats. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence significative sur le traitement comptable des regroupements d'entreprises conclus après le 1^{er} janvier 2010.
- Le chapitre 1601, « États financiers consolidés », qui, avec le chapitre 1602 mentionné ci-dessous, remplace l'ancienne norme sur les états financiers consolidés. Le chapitre 1601 établit les exigences concernant la préparation des états financiers consolidés. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés d'Encana.
- Le chapitre 1602, « Participations ne donnant pas le contrôle », qui définit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation ne donnant pas le contrôle d'une filiale. En vertu de ce chapitre, les participations ne donnant pas le contrôle d'une filiale doivent être classées comme un élément distinct des capitaux propres. De plus, le résultat net et les composantes des autres éléments du résultat étendu sont attribués à la société mère et à la participation ne donnant pas le contrôle. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés d'Encana.

Les chapitres du *Manuel* de l'ICCA indiqués ci-dessus convergent avec les IFRS. Encana sera tenue de présenter ses résultats conformément aux IFRS à compter de 2011.

Normes internationales d'information financière

La Société met en œuvre un plan de transition afin d'adopter les IFRS pour la présentation de son information financière en 2011, ce qui comprend l'établissement des données comparatives nécessaires pour 2010. D'après les normes internationales en vigueur, Encana prévoit que l'incidence des IFRS sur ses activités, ses décisions stratégiques, ses flux de trésorerie ou ses dépenses en immobilisations ne sera pas importante. L'adoption des conventions comptables des IFRS relatives aux activités en amont aura la plus grande incidence, laquelle est décrite ci-après. Encana respecte l'échéancier de son plan de transition.

Plan de transition d'Encana aux IFRS

Les principaux éléments du plan de transition d'Encana sont les suivants :

- déterminer les changements appropriés aux conventions comptables et les modifications requises à la présentation des états financiers;
- cerner et mettre en œuvre les changements aux processus et aux systèmes d'information connexes;
- assurer la conformité aux exigences à l'égard du contrôle interne;
- communiquer les effets accessoires aux groupes d'exploitation internes;
- renseigner et former les parties prenantes internes et externes.

Au 31 décembre 2010, Encana accomplissait encore d'importants progrès à l'égard de son plan de transition. La Société a analysé les différents choix comptables qui s'offrent à elle et a rédigé une version préliminaire de ses conventions comptables conformes aux IFRS. Les changements aux processus et aux systèmes ont été apportés dans le cas des principaux domaines touchés, tout en comblant les besoins en matière de contrôle interne. Les modifications apportées aux systèmes d'information ont été mises à l'essai et mises en œuvre afin d'élaborer les données comparatives requises selon les IFRS pour 2010. Des séances de sensibilisation et de formation aux IFRS destinées aux parties prenantes internes ont été dispensées.

Encana a parachevé l'établissement, selon les IFRS, de son bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2010, s'appuyant à cette fin sur les conventions comptables qu'elle a choisies de manière provisoire. En outre, elle analyse actuellement les ajustements conformes aux IFRS à apporter jusqu'au 31 décembre 2010. Ses auditeurs externes ont appliqué certains procédés initiaux d'audit aux conséquences des IFRS sur le bilan d'ouverture et ont commencé à les examiner jusqu'au 30 septembre 2010.

Encana continue de surveiller l'évolution des normes comptables nouvelles et modifiées publiées par l'International Accounting Standards Board afin de déterminer leurs éventuelles répercussions sur les résultats de la Société.

Répercussions prévues des conventions comptables

Les principaux domaines qui seront touchés sont inchangés et comprennent les immobilisations corporelles, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les tests de dépréciation, la rémunération à base d'actions et les impôts sur les bénéficiaires. L'analyse qui suit en donne un aperçu, ainsi que des exemptions possibles en vertu de l'IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière ». En général, l'IFRS 1 exige que le nouvel adoptant procède à l'application rétrospective des IFRS, bien qu'elle prévoit des exemptions facultatives et obligatoires à ces exigences.

Les répercussions prévues sur le bilan d'ouverture en date du 1^{er} janvier 2010 dont il est fait mention ci-dessous résultent des conventions provisoires d'Encana, lesquelles sont fondées sur les normes internationales qui ont été publiées et qui devraient s'appliquer à la première période de présentation annuelle, soit celle se terminant le 31 décembre 2011. Les répercussions des IFRS sur le bilan d'ouverture n'ont nullement influé sur le ratio dette/capitaux permanents de 32 % de la Société au 1^{er} janvier 2010.

Le rapprochement des états financiers de 2010 de la Société conformément aux PCGR du Canada aux états financiers en IFRS n'est pas finalisé. Par conséquent, l'incidence de l'adoption des IFRS sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société au 31 décembre 2010 sera présentée en avril 2011.

Immobilisations corporelles

En vertu des PCGR du Canada, Encana suit la note d'orientation de l'ICCA concernant la comptabilisation du coût entier selon laquelle tous les coûts directement liés à l'acquisition de réserves de gaz naturel et de pétrole brut et aux activités d'exploration et de mise en valeur sont capitalisés dans un centre de coûts, pays par pays. Les coûts cumulés dans le centre de coûts de chaque pays sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation à partir des réserves prouvées déterminées au moyen de prix et de coûts futurs estimatifs. Lors de la transition aux IFRS, Encana sera tenue d'adopter de nouvelles conventions comptables pour les activités en amont, comprenant les coûts de préexploration, les coûts d'exploration et d'évaluation et ceux de mise en valeur.

Les coûts de préexploration représentent les dépenses engagées avant l'obtention du droit légal d'explorer et ils doivent être passés en charges selon les IFRS. Actuellement, Encana capitalise et amortit ces coûts dans le centre de coûts du pays. En 2009, ces coûts n'ont pas été importants pour Encana.

Les coûts d'exploration et d'évaluation représentent les dépenses pour une zone ou un projet dont la faisabilité technique et la viabilité commerciale n'ont pas encore été établies. En vertu des IFRS, Encana inscrira initialement ces coûts à son bilan à titre d'actifs de prospection et d'évaluation. Quand il sera établi que la zone ou le projet est faisable d'un point de vue technique et commercialement viable, les coûts seront transférés aux immobilisations corporelles. Les coûts d'exploration et d'évaluation non recouvrables et liés à une zone ou à un projet seront passés en charges.

Les coûts de mise en valeur comprennent les dépenses pour des zones ou des projets dont la faisabilité technique et la viabilité commerciale ont été établies. En vertu des IFRS, Encana continuera de porter ces coûts à son bilan dans les immobilisations corporelles. L'amortissement des coûts se fera cependant selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation au niveau de la zone (unité de compte) plutôt qu'au niveau du centre de coûts du pays, comme c'est le cas actuellement en vertu des PCGR du Canada. Encana a défini, de manière provisoire, les zones et les données devant entrer dans le calcul de l'amortissement selon la méthode proportionnelle à l'utilisation.

En vertu des IFRS, les cessions dans le secteur amont produiront généralement un gain ou une perte à comptabiliser dans le résultat net. Selon les PCGR du Canada, le produit des cessions est généralement déduit des comptes du coût entier sans comptabilisation d'un gain ou d'une perte, sauf si la déduction donne lieu à une variation du taux d'amortissement d'au moins 20 %, auquel cas un gain ou une perte est comptabilisé.

Encana se prévaudra de l'exemption prévue dans l'IFRS 1, qui lui permet de présumer que les coûts des actifs en amont selon les IFRS au 1^{er} janvier 2010 égalent la valeur comptable nette historique du secteur amont selon les PCGR du Canada. Le 1^{er} janvier 2010, les actifs de prospection et d'évaluation selon les IFRS se chiffreront à environ 1,9 G\$, soit l'équivalent du solde des biens non prouvés selon les PCGR du Canada. Les coûts de mise en valeur selon les IFRS correspondent au solde des comptes du coût entier. Encana a réparti les comptes du coût entier du secteur amont entre les réserves prouvées afin d'établir les unités d'amortissement au niveau de la zone.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Selon les PCGR du Canada, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations correspondent à la juste valeur estimative des dépenses de mise hors service et de démantèlement devant être engagées. Les passifs existants ne sont pas réévalués au moyen de taux d'actualisation courants. Selon les IFRS, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations correspondent à l'estimation la plus probable des dépenses devant être engagées et exige l'utilisation de taux d'actualisation courants à chaque date de réévaluation. De façon générale, la variation des taux d'actualisation donne lieu à un solde qui est ajouté aux immobilisations corporelles ou qui en est déduit.

Par suite du recours à l'exemption prévue dans l'IFRS 1 pour les actifs en amont, la Société est tenue de réévaluer le solde de ses obligations liées à la mise hors service d'immobilisations le 1^{er} janvier 2010 et de comptabiliser l'ajustement dans les bénéfices non répartis. Encana prévoit constater une hausse de ses obligations de moins de 50 M\$ et réduire d'un montant correspondant ses bénéfices non répartis dans son bilan d'ouverture dressé selon les IFRS.

Dépréciation

Selon les PCGR du Canada, Encana est tenue de comptabiliser une perte de valeur dans le secteur amont si la valeur comptable excède les flux de trésorerie non actualisés des réserves prouvées du centre de coûts d'un pays. S'il faut comptabiliser une perte de valeur, elle doit correspondre au montant de l'excédent de la valeur comptable sur le total de la juste valeur des réserves prouvées et probables et des coûts des biens non prouvés. Les pertes de valeur constatées selon les PCGR du Canada ne sont pas reprises.

Selon les IFRS, Encana est tenue de comptabiliser et d'établir une perte de valeur dans le secteur amont si la valeur comptable dépasse le montant recouvrable d'une unité génératrice de trésorerie. Selon les IFRS, le montant recouvrable correspond au plus élevé de la juste valeur moins les coûts de vente et de la valeur d'utilité. Les pertes de valeur, hormis l'écart d'acquisition, sont reprises selon les IFRS quand le montant recouvrable augmente. Encana regroupera les actifs en amont dans des unités génératrices de trésorerie selon l'indépendance des rentrées de fonds des autres actifs ou des autres groupes d'actifs. Elle ne prévoit pas comptabiliser une perte de valeur de ses actifs dans son bilan d'ouverture dressé selon les IFRS.

Rémunération à base d'actions

Les droits à la valeur des actions qui sont émis en vertu des régimes de rémunération à base d'actions d'Encana et qui sont comptabilisés selon la méthode de la valeur intrinsèque en vertu des PCGR du Canada devront être évalués à la juste valeur en vertu des IFRS. La valeur intrinsèque d'un droit à la valeur des actions représente le montant de l'excédent du cours de l'action d'Encana sur le prix d'exercice du droit. La juste valeur d'un droit à la valeur des actions est déterminée au moyen d'un modèle, tel le modèle Black-Scholes-Merton. Encana se prévaut de l'exemption prévue dans l'IFRS 1 en vertu de laquelle il n'est pas nécessaire de retraiter rétrospectivement les droits à la valeur des actions qui sont devenus acquis avant le 1^{er} janvier 2010.

Encana s'attend à constater une augmentation de moins de 50 M\$ du passif au titre de la rémunération à base d'actions et à réduire d'un montant correspondant ses bénéfices non répartis dans son bilan d'ouverture établi selon les IFRS.

Impôts sur les bénéfices

Au moment de la transition aux IFRS, les incidences fiscales découlant des modifications décrites dans la présente section du rapport de gestion toucheront le passif d'impôts reportés de la Société. Encana prévoit réduire de moins de 50 M\$ son passif d'impôts reportés et accroître du même montant ses bénéfices non répartis dans son bilan d'ouverture établi selon les IFRS.

Autres considérations concernant l'IFRS 1

Comme l'autorise l'IFRS 1, l'écart de conversion d'Encana, actuellement l'unique solde figurant dans le cumul des autres éléments de son résultat étendu, sera réputé nul et le solde de 755 M\$ sera reclassé dans les bénéfices non répartis le 1^{er} janvier 2010. Ce reclassement n'aura aucune conséquence sur les capitaux propres d'Encana. Aucun retraitement rétrospectif de l'écart de conversion selon les principes des IFRS ne sera effectué.

Les regroupements d'entreprises et les créations de coentreprises intervenus avant le 1^{er} janvier 2010 ne feront pas l'objet d'un retraitement rétrospectif selon les principes des IFRS.

Dans le cas des régimes d'avantages sociaux, les gains et pertes actuariels cumulatifs non amortis seront imputés aux bénéfices non répartis le 1^{er} janvier 2010. Par conséquent, ils ne seront pas retraités rétrospectivement selon les principes des IFRS. Encana prévoit constater une augmentation de moins de 100 M\$ du passif au titre de ses régimes de retraite et réduire d'un montant correspondant ses bénéfices non répartis dans son bilan d'ouverture établi selon les IFRS.

Conventions comptables et estimations cruciales

La direction est tenue, pour l'application des principes comptables généralement reconnus, 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 des principales conventions comptables d'Encana figure à la note 1 afférente aux états financiers consolidés. Les paragraphes qui suivent décrivent les conventions et les méthodes comptables qui jouent un rôle déterminant dans l'établissement des résultats financiers d'Encana.

Comptabilisation du coût entier et réserves de pétrole et de gaz

Comme il a déjà été précisé, Encana applique la méthode de comptabilisation du coût entier pour les activités pétrolières et gazières. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur les résultats, puisqu'elles constituent un élément essentiel du calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement et des tests de dépréciation. Une révision à la baisse des estimations des réserves peut se traduire par l'imputation d'une charge d'amortissement et d'épuisement supérieure au résultat net. Une dépréciation d'actifs d'amont est comptabilisée quand le montant net des coûts immobilisés excède les flux de trésorerie non actualisés des réserves prouvées du centre de coûts d'un pays. S'il y a lieu de comptabiliser une perte de valeur, celle-ci doit correspondre au montant par lequel la valeur comptable excède le total de la juste valeur des réserves prouvées et probables et des coûts des biens non prouvés. Une révision à la baisse des estimations des réserves pourrait donner lieu à la comptabilisation d'une dépréciation qui serait imputée aux bénéfices non répartis. Au 31 décembre 2010, Encana avait déterminé qu'aucune réduction de valeur des actifs d'amont n'était nécessaire selon les PCGR du Canada.

Toutes les réserves et ressources de pétrole et de gaz naturel 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 sont des obligations juridiques en vertu desquelles 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 doivent être mises hors service. La juste valeur des obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations est constatée dans le bilan consolidé lorsque les obligations sont engagées et qu'il est possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur. Les coûts 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 ou du montant estimatif des flux de trésorerie 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 des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations attribuables à l'écoulement du temps sont inscrites à titre de charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'état consolidé des résultats.

L'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est estimée par actualisation des flux de trésorerie futurs prévus à l'égard du règlement. Les flux de trésorerie actualisés sont fondés sur la durée de vie des réserves, les coûts de mise hors service, le taux d'actualisation et le taux d'inflation futur. Ces estimations auront une incidence sur les résultats en augmentant le passif lié à la mise hors service d'immobilisations, ce qui s'ajoute à l'amortissement du coût de la mise hors service d'actifs inclus dans les immobilisations corporelles. Les dépenses effectivement engagées sont portées en diminution de l'obligation cumulée.

Écart d'acquisition

Une fois l'an, l'écart d'acquisition, qui représente l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur de l'actif net acquis, est soumis par Encana à un test de dépréciation. Pour évaluer la dépréciation, la juste valeur de chaque unité d'exploitation est déterminée et comparée à la valeur comptable de celle-ci. S'il est établi que la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, un deuxième test est effectué pour déterminer le montant de la dépréciation. Pour établir ce montant, la juste valeur des actifs et passifs de l'unité d'exploitation est déduite de la juste valeur de celle-ci pour déterminer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition, ce montant étant comparé à la valeur comptable de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation. L'excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition correspond au montant de la dépréciation.

La juste valeur utilisée dans le test de dépréciation est fondée sur des estimations des flux de trésorerie futurs actualisés qui comportent des hypothèses concernant les prix des marchandises, les réserves de gaz naturel et de liquides, les charges futures et les taux d'actualisation. Encana a soumis son écart d'acquisition à un test de dépréciation au 31 décembre 2010 et a déterminé qu'aucune réduction de valeur n'était nécessaire.

Impôts sur les bénéfices

Encana utilise la méthode du report variable pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, les impôts futurs sont évalués et constatés en fonction des différences entre les valeurs comptable et fiscale d'un actif ou d'un passif, établies d'après les taux d'imposition pratiquement en vigueur. Les soldes d'impôts futurs cumulés sont ajustés pour tenir compte des modifications des taux d'imposition pratiquement en vigueur, l'ajustement étant inscrit en résultat net pour la période englobant la date de la modification.

Les interprétations, 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, les impôts sur les bénéfices sont soumis à l'incertitude relative à la mesure et les interprétations peuvent avoir une incidence sur le bénéfice net par l'entremise de la charge d'impôts découlant de la variation des actifs et des passifs d'impôts futurs.

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 au bilan consolidé à titre d'actif ou de passif, les variations de leur juste valeur étant portées en résultat net. Les gains et les pertes réalisés sont constatés dans les produits au règlement des contrats. Les gains et les pertes latents sont constatés dans les produits 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 2008, 2009 et 2010, la Société a choisi de ne désigner aucun de ses instruments financiers dérivés comme couverture aux fins comptables et, en conséquence, toutes les variations de la juste valeur des instruments dérivés ont été portées en résultat net.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent rapport de gestion contient certaines mesures non conformes aux PCGR que l'industrie du pétrole et du gaz et Encana utilisent en général 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.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie constituent une mesure non conforme aux PCGR et correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et passifs, de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités poursuivies et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités abandonnées. L'industrie du pétrole et du gaz et Encana présentent généralement les flux de trésorerie 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.

Bénéfice d'exploitation

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

Le bénéfice d'exploitation s'entend du bénéfice net compte non tenu des gains ou pertes après impôts sur les activités abandonnées, de l'incidence après impôts des gains ou pertes de couverture latents sur les instruments dérivés, des gains ou pertes après impôts à la conversion de la dette libellée en \$ US et émise au Canada, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, des gains ou pertes de change après impôts au règlement des opérations intersociétés, de la charge d'impôts futurs au titre de la conversion de la dette intersociétés en \$ US constatée à des fins fiscales uniquement et de l'incidence des modifications des taux d'imposition prévus par la loi.

Capitaux permanents et ratio dette/capitaux permanents

Les capitaux permanents, mesure non conforme aux PCGR, s'entendent de la dette à long terme, y compris la partie à court terme, plus les capitaux propres. Le ratio dette/capitaux permanents est une mesure d'évaluation de la santé financière générale de la Société qui n'est pas conforme aux PCGR et dont se sert sa direction pour gérer sa dette globale.

BAIIA ajusté et ratio dette/BAIIA ajusté

Le BAIIA ajusté des 12 derniers mois, mesure non conforme aux PCGR, s'entend du bénéfice net provenant des activités poursuivies avant les gains ou pertes à la cession de participations, les impôts sur les bénéfices, les gains ou pertes de change, le montant net des intérêts, la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et la charge d'amortissement et d'épuisement. Le ratio dette/BAIIA ajusté est aussi utilisé par la direction comme mesure de la santé financière générale de la Société afin de gérer sa dette globale.

Rapprochements supplémentaires de mesures non conformes aux PCGR

Rapprochement des flux de trésorerie consolidés et des flux de trésorerie pro forma

<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	Trimestre terminé	Exercices terminés les 31 décembre	
	le 31 décembre	2009	2008
	2009	2009	2008
Flux de trésorerie	603 \$	6 779 \$	9 386 \$
Moins : données financières détachées de Cenovus ¹⁾	(15)	2 232	3 088
Ajouter (déduire) les ajustements pro forma	312	474	56
Flux de trésorerie pro forma	930 \$	5 021 \$	6 354 \$
Montants par action			
Flux de trésorerie consolidés			
- résultat de base	0,80 \$	9,03 \$	12,51 \$
- résultat dilué	0,80 \$	9,02 \$	12,48 \$
Flux de trésorerie pro forma			
- résultat de base	1,24 \$	6,69 \$	8,47 \$
- résultat dilué	1,24 \$	6,68 \$	8,45 \$

1) Cenovus Energy est issue de l'opération de scission du 30 novembre 2009. Les résultats consolidés antérieurs à la scission incluent ceux de Cenovus.

Rapprochement du bénéfice d'exploitation consolidé et du bénéfice d'exploitation pro forma

<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	Trimestre terminé	Exercices terminés les 31 décembre	
	le 31 décembre	2009	2008
	2009	2009	2008
Bénéfice d'exploitation	855 \$	3 495 \$	4 405 \$
Moins : données financières détachées de Cenovus ¹⁾	64	1 224	1 629
Ajouter (déduire) les ajustements pro forma	(418)	(504)	(171)
Bénéfice d'exploitation pro forma	373 \$	1 767 \$	2 605 \$
Montants par action			
Bénéfice d'exploitation consolidé			
- résultat dilué	1,14 \$	4,65 \$	5,86 \$
Bénéfice d'exploitation pro forma			
- résultat dilué	0,50 \$	2,35 \$	3,47 \$

1) Cenovus Energy est issue de l'opération de scission du 30 novembre 2009. Les résultats consolidés antérieurs à la scission incluent ceux de Cenovus.

Rapprochement du bénéfice net consolidé et du bénéfice net pro forma

<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	Trimestre terminé	Exercices terminés les 31 décembre	
	le 31 décembre	2009	2008
	2009	2009	2008
Bénéfice net	636 \$	1 862 \$	5 944 \$
Moins : données financières détachées de Cenovus ¹⁾	(15)	609	2 368
Ajouter (déduire) les ajustements pro forma	(418)	(504)	(171)
Bénéfice net pro forma	233 \$	749 \$	3 405 \$
Montants par action			
Bénéfice net consolidé			
- résultat de base	0,85 \$	2,48 \$	7,92 \$
- résultat dilué	0,85 \$	2,48 \$	7,91 \$
Bénéfice net pro forma			
- résultat de base	0,31 \$	1,00 \$	4,54 \$
- résultat dilué	0,31 \$	1,00 \$	4,53 \$

1) Cenovus Energy est issue de l'opération de scission du 30 novembre 2009. Les résultats consolidés antérieurs à la scission incluent ceux de Cenovus.

Mise en garde

Énoncés prospectifs

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'Encana de l'information sur la Société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'Encana et de ses filiales, certains énoncés du présent document constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), au sens des règles refuge des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter » 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 capacité d'atteindre la cible fixée dans le cadre de la stratégie de 2011, à savoir équilibrer les investissements en immobilisations pour assurer la croissance à long terme compte tenu de l'incertitude du marché à court terme; les projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2011 (y compris les estimations relatives aux flux de trésorerie par action, aux flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en amont, à la production de gaz naturel et de LGN, à la croissance par action, aux dépenses en immobilisations, au montant net des cessions et aux charges d'exploitation); le doublement, sur une base par action, de la production au cours des cinq prochaines années par rapport aux niveaux de 2009; la conclusion potentielle d'une opération de coentreprise avec PetroChina; les projections quant à la suffisance de la charge d'impôts 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 des gaz à effet de serre, du carbone et des initiatives en matière de changements climatiques, sur les activités et les charges d'exploitation de la Société; les projections quant au fait que les acceptations bancaires de la Société et le programme de billets de trésorerie continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les facilités d'emprunt à terme et la capacité de la Société de maintenir ses cotes de crédit de qualité supérieure; 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 2011 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/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté futurs; l'incidence et le calendrier des différentes prises de position comptables; l'incidence des modifications des règles et des normes applicables, y compris les IFRS, sur la Société et ses états financiers consolidés; les estimations des réserves notamment celles établies en fonction de différents scénarios en matière de prix; et 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 la volatilité des prix des marchandises et les hypothèses à leur égard; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles d'Encana; le risque que la Société soit incapable de réaliser d'éventuels arrangements liés à des coentreprises avec PetroChina ou d'autres parties du fait que diverses conditions ne sont pas remplies et d'obtenir du financement de la part de tiers; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; 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 et des ressources 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; la capacité de la Société et de ses filiales de remplacer et d'accroître leurs réserves de gaz; 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 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 et de ses filiales d'assurer convenablement le transport de leurs 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 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 et ses filiales exercent des activités; les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la Société et ses filiales; et 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. Les énoncés prospectifs relatifs à la production, aux réserves et à la croissance de la production prévues, notamment au cours des cinq prochaines années, sont fondés sur un grand nombre de faits et d'hypothèses, y compris un programme d'immobilisations projeté s'établissant en moyenne à environ 6 G\$ par année de 2011 à 2014, lequel sous-tend le plan de longue portée d'Encana qui est examiné annuellement et révisé compte tenu de facteurs comme les perspectives des prix du gaz naturel et les dépenses en immobilisations prévues de la Société, la réalisation d'un taux de forage d'environ 2 500 puits nets par année pour la période allant de 2011 à 2014, l'inventaire net actuel de sites de forage d'Encana, les perspectives des prix du gaz naturel pour les prochaines années, la production prévue compte tenu des progrès des forages horizontaux, de la stimulation de fracture étagée et des forages localisés multi-puits, les caractéristiques de la production actuelle et prévue de différentes zones de ressources existantes, les estimations que fait Encana des réserves et des ressources éventuelles économiques, les taux de rendement attendus compte tenu de différents prix du gaz naturel et les tendances actuelles et prévues des coûts. 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, aux flux de trésorerie liés à l'exploitation et aux flux de trésorerie avant impôts prévus pour 2011 sont fondés sur une production moyenne de pétrole et de gaz pour 2011 de 3,475 à 3,525 milliards de pieds cubes équivalents (« Gpi³e ») par jour (« Gpi³e/j »), des prix du gaz naturel de 4,50 \$ à 5,00 \$ le kpi³ (NYMEX) et du pétrole brut de 85,00 \$ à 95,00 \$ le baril (WTI), un taux de change \$ CA par rapport au \$ US de 0,95 \$ à 1,05 \$ 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 10 février 2011 qui peut être consulté sur son site Web à www.encana.com et sur SEDAR à www.sedar.com.

Données relatives aux réserves et autres informations sur le pétrole et le gaz

Données relatives aux réserves et autres informations

Le Règlement 51-101 des ACVM impose des normes de communication de l'information sur le pétrole et le gaz aux sociétés ouvertes canadiennes exerçant des activités pétrolières et gazières. Au cours des exercices antérieurs, Encana se prévalait d'une dispense 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. Du fait de l'expiration de cette dispense, Encana fournit 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 « Information sur les quantités des réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » de la notice annuelle.

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

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de pétrole brut 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 6 000 kpi³ 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.

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, information pro forma, mesures non conformes aux PCGR 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.

Information pro forma

Le 30 novembre 2009, Encana a mené à terme une importante restructuration de ses activités – une opération de scission qui a transformé la Société en une entreprise axée uniquement sur le gaz naturel et a transféré les actifs des divisions Activités pétrolières intégrées et Plaines canadiennes à Cenovus Energy Inc., société énergétique indépendante ouverte. Les résultats consolidés d'Encana comprennent les résultats financiers et d'exploitation des actifs de Cenovus des 11 premiers mois de 2009. Pour donner aux investisseurs une image claire de la situation d'Encana après la scission, les résultats financiers et d'exploitation de 2009 dans le présent document présentent les résultats d'Encana sur une base pro forma, qui rend compte de la Société comme si l'opération de scission s'était répercutée sur l'ensemble des exercices 2009 et 2008. Dans cette présentation pro forma, les résultats liés aux actifs et aux activités transférés à Cenovus sont éliminés des résultats consolidés d'Encana, et des ajustements spécifiques à l'opération de scission sont pris en compte.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie par action après dilution, le bénéfice d'exploitation, le bénéfice d'exploitation par action après dilution, le BAIIA ajusté, la dette et les capitaux permanents, ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les PCGR du Canada et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En conséquence, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans le présent rapport de gestion afin de fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des renseignements supplémentaires relativement à la situation de trésorerie de la Société ainsi qu'à sa capacité de dégager des fonds pour financer ses activités. Les mesures employées par la direction sont expliquées plus à fond sous les rubriques du rapport où il en est question.

Renvois à Encana

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, à www.sedar.com et sur le site Web de la Société, à l'adresse www.encana.com.