



Encana Corporation

Rapport de gestion

Trimestre terminé le 31 mars 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 intermédiaires non vérifiés du trimestre terminé le 31 mars 2010 (les « états financiers intermédiaires »), l'information financière consolidée pro forma non vérifiée du trimestre terminé le 31 mars 2009 présentée dans l'information supplémentaire d'Encana, ainsi que les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars américains (« US »), sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain pour le secteur du pétrole et du gaz. Le terme « liquides » sert à représenter le pétrole brut, les liquides de gaz naturel (« LGN ») et les volumes de condensat. Le présent document est en date du 20 avril 2010.

La rubrique « Mise en garde » figurant à la fin du présent document fournit en outre de l'information concernant les énoncés prospectifs, l'information sur le pétrole et le gaz et les devises, l'information pro forma, les mesures hors 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 mise en valeur de ressources de gaz naturel non classiques. Encana possède un portefeuille diversifié de riches zones de gaz de schiste et d'autres ressources de gaz naturel dans des bassins de première importance qui s'étendent du nord-est de la Colombie-Britannique 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 garde résolument le cap sur 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 la gestion financière.

Encana continue de viser une forte croissance durable de sa production à partir de gisements de gaz naturel non classiques 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 non classiques. Au premier trimestre de 2010, Encana a communiqué les résultats d'évaluations indépendantes de ses réserves probables et possibles ainsi que des ressources éventuelles économiques. Compte tenu de son inventaire important de ressources de gaz naturel estimées, Encana prévoit doubler sa production par action au cours des cinq prochaines années. Encana vise pour 2010 un taux de croissance de la production de gaz naturel de 10 % environ tout en continuant de mettre l'accent sur la technologie pour maximiser les marges et accélérer la mise en valeur. En 2010, Encana prévoit forer quelque 1 275 puits et cible une production moyenne de 3 300 millions d'équivalents pieds cubes (« Mpi³e ») par jour (« Mpi³e/j »).

Encana affiche un solide bilan qui bénéficie d'une structure du capital prudente et d'une stratégie d'atténuation des risques de marché. Encana vise un ratio dette/capitaux permanents inférieur à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 fois. Au 31 mars 2010, le ratio dette/capitaux permanents de la Société s'établissait à 30 % et le ratio dette/BAIIA ajusté à 1,6 fois. Les ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté sont des mesures hors PCGR et sont définis à la rubrique « Mesures hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Au 31 mars 2010, Encana avait couvert environ 1 974 Mpi³/j de sa production de gaz prévue pour 2010 au moyen de contrats à prix fixe NYMEX à un prix moyen de 6,01 \$ le millier de pieds cubes (« kpi³ »). Encana avait également couvert environ 935 Mpi³/j de la production de gaz prévue pour 2011 à un prix moyen de 6,52 \$ le kpi³, et environ 1 040 Mpi³/j de la production de gaz prévue pour 2012 à un prix moyen de 6,46 \$ le kpi³.

Des renseignements supplémentaires concernant les objectifs d'Encana pour 2010 sont donnés sur son site Web à l'adresse www.encana.com.

Activités d'Encana

Les secteurs d'exploitation et isolables d'Encana sont les suivants :

- 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** comprend 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.
- Le secteur **Activités d'optimisation des marchés** s'occupe principalement de la vente de la production appartenant à la Société. Ses 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 offrent 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 activités** comprend principalement des gains ou des pertes latents inscrits relativement aux instruments financiers dérivés. Une fois les montants réglés, les gains et les pertes réalisés sont inscrits dans le secteur d'exploitation auquel se rattachent les instruments dérivés.

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**, anciennement la division Contreforts canadiens, qui comprend les actifs 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, qui comprend la zone de schiste de Horn River; (ii) Cutbank Ridge à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, où se trouve la formation de 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 de mise en valeur et de production de gaz naturel situés aux États-Unis. Quatre importantes zones de ressources relèvent de cette division : (i) Jonah dans le sud-ouest du Wyoming; (ii) Piceance dans le nord-ouest du Colorado; (iii) East Texas au Texas et (iv) Fort Worth au Texas. La division États-Unis s'occupe aussi de la mise en valeur de la nouvelle zone de schiste de Haynesville, qui chevauche la Louisiane et le Texas, et elle pilote l'incursion récente dans la zone de schiste de Marcellus, en Pennsylvanie.

Le 30 novembre 2009, Encana a mené à terme une restructuration (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 cédés à Cenovus et sont regroupés dans **Canada – Autres activités**. Le secteur Canada – Autres activités est présenté 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 cédés à Cenovus et sont présentés dans les activités abandonnées.

Présentation des résultats pro forma et consolidés

Les données comparatives présentées dans ce rapport de gestion représentent les résultats financiers et d'exploitation d'Encana sur une base pro forma et consolidée. L'information financière pro forma d'Encana 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 résultats pro forma d'Encana pour 2009 et 2008 ne comprennent pas les résultats d'exploitation des actifs cédés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission et ils rendent compte des variations des résultats historiques d'Encana qui auraient découlé de l'opération de scission, 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 le premier trimestre de 2009 correspondent à trois mois d'exploitation d'Encana et de Cenovus.

Mesures hors 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. Les mesures hors PCGR comprennent les flux de trésorerie, le bénéfice d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, les capitaux permanents, le ratio dette/capitaux permanents, le BAIIA ajusté et le ratio dette/BAIIA ajusté. Des renseignements supplémentaires figurent sous la rubrique « Mesures hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Aperçu du premier trimestre

Résultats d'Encana pour le premier trimestre de 2010 :

- Flux de trésorerie de 1 173 M\$;
- Bénéfice d'exploitation de 418 M\$;
- Bénéfice net de 1 477 M\$, comprenant des gains de couverture latents de 912 M\$ après impôts;
- Production moyenne totale de 3 265 Mpi³e/j, dont 2 899 Mpi³e/j provenant des principales zones de ressources et des zones nouvelles;
- Gains de couverture réalisés sur le gaz naturel, le pétrole brut et d'autres marchandises de 125 M\$ après impôts;
- Dépenses en immobilisations de 1 020 M\$;
- Prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, de 5,56 \$ le kpi³ et prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, de 67,48 \$ le baril (« b »).

Contexte commercial

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 \$ US/\$ CA. Pour réduire le risque de prix, Encana a mis en place un programme de couverture des prix des marchandises. De plus amples renseignements sur ce programme figurent à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Le tableau qui suit présente des renseignements trimestriels de référence destinés à faciliter la compréhension de la volatilité trimestrielle des prix et des taux de change qui ont eu une incidence sur les résultats financiers d'Encana.

<i>(moyenne pour la période)</i>	2010	2009				2008		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Prix de référence du gaz naturel								
Prix AEEO (\$ CA/kpi ³)	5,36 \$	4,23 \$	3,02 \$	3,66 \$	5,63 \$	6,79 \$	9,24 \$	9,35 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	5,30	4,17	3,39	3,50	4,89	6,94	10,24	10,93
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	5,14	3,97	2,69	2,37	3,31	3,53	5,88	8,56
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	5,36	4,16	3,31	3,44	4,21	6,37	9,98	10,58
Écart de base (\$/Mbtu)								
AEEO/NYMEX	0,19	0,19	0,67	0,39	0,35	1,10	1,28	1,71
Rocheuses/NYMEX	0,16	0,20	0,70	1,13	1,58	3,41	4,36	2,37
Texas/NYMEX ¹⁾	(0,06)	0,01	0,08	0,06	0,68	0,58	0,26	0,35
Taux de change								
Taux de change \$ US/\$ CA	0,961	0,947	0,911	0,857	0,803	0,825	0,961	0,990

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

Résultats financiers

<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2010	Chiffres pro forma 2009				Chiffres pro forma 2008		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Flux de trésorerie ¹⁾	1 173 \$	930 \$	1 274 \$	1 430 \$	1 387 \$	1 502 \$	1 734 \$	1 661 \$
par action – résultat dilué	1,57	1,24	1,70	1,90	1,85	2,00	2,31	2,21
Bénéfice d'exploitation ¹⁾	418	373	378	472	544	546	805	703
par action – résultat dilué	0,56	0,50	0,50	0,63	0,72	0,73	1,07	0,94
Bénéfice net	1 477	233	(53)	92	477	671	2 228	643
par action – résultat dilué	1,97	0,31	(0,07)	0,12	0,63	0,89	2,97	0,86

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

Flux de trésorerie

<i>(en millions de dollars)</i>	2010	Trimestres terminés les 31 mars	
		Chiffres pro forma 2009	Chiffres consolidés 2009
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(772) \$	1 444 \$	1 791 \$
(Ajouter) Déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(31)	17	15
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement des activités poursuivies	(1 914)	40	(452)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement des activités abandonnées	-	-	284
Flux de trésorerie	1 173 \$	1 387 \$	1 944 \$

Les flux de trésorerie se sont établis à 1 173 M\$, en baisse de 214 M\$ par rapport aux flux de trésorerie pro forma en 2009, en raison principalement de la diminution des gains de couverture réalisés et de la hausse des intérêts débiteurs, partiellement contrebalancées par l'accroissement du prix du gaz naturel. Au premier trimestre de 2010 :

- les gains de couverture réalisés se sont établis à 125 M\$ après impôts comparativement à des gains après impôts de 541 M\$ au premier trimestre de 2009;

- les intérêts débiteurs ont augmenté de 62 M\$, en raison principalement de la diminution de la valeur comptable de la dette utilisée pour déterminer les intérêts pro forma du premier trimestre de 2009;
- le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, s'est élevé à 5,56 \$ le kpi³ comparativement à 4,18 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2009.

Les flux de trésorerie se sont repliés de 771 M\$ par rapport aux flux de trésorerie consolidés de 2009, en raison principalement des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les résultats comparatifs consolidés de 2009.

Bénéfice d'exploitation

	Trimestres terminés les 31 mars					
	2010	Chiffres pro forma 2009		Chiffres consolidés 2009		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)		Par action ¹⁾		Par action ¹⁾		Par action ¹⁾
Bénéfice net, montant déjà établi	1 477 \$	1,97 \$	477 \$	0,63 \$	962 \$	1,28 \$
Ajouter (les pertes) et déduire les gains :						
Gain de couverture latent, après impôts	912	1,21	38	0,05	89	0,12
Gain (perte) de change hors exploitation, après impôts	147	0,20	(105)	(0,14)	(75)	(0,10)
Bénéfice d'exploitation	418 \$	0,56 \$	544 \$	0,72 \$	948 \$	1,26 \$

1) Par action ordinaire – résultat dilué.

Le bénéfice d'exploitation a atteint 418 M\$, en baisse de 126 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation pro forma de 2009, en raison principalement de la baisse des gains de couverture réalisés sur les marchandises et de l'accroissement des intérêts débiteurs et de la charge d'amortissement et d'épuisement, facteurs partiellement contrebalancés par la hausse du prix du gaz naturel ainsi que la contraction de la charge d'impôts futurs. La diminution des gains de couverture réalisés, l'augmentation des intérêts débiteurs et la hausse du prix du gaz naturel sont décrites ci-dessus à la rubrique sur les flux de trésorerie. La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 91 M\$ par suite du taux d'épuisement plus élevé, de l'accroissement des volumes de production et de la hausse du taux de change \$ US/\$ CA.

Le bénéfice d'exploitation s'est replié de 530 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

Le bénéfice net s'est établi à 1 477 M\$ au premier trimestre de 2010, en hausse de 1 000 M\$ par rapport au bénéfice net pro forma pour la période correspondante de 2009, en raison principalement de la combinaison de gains de couverture réalisés et latents plus élevés, de l'accroissement du prix du gaz naturel et de gains de change hors exploitation. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des intérêts débiteurs et de la charge d'amortissement et d'épuisement. Outre les éléments dont il a été question dans les rubriques sur les flux de trésorerie et le bénéfice d'exploitation, au premier trimestre de 2010 :

- les gains de couverture latents se sont établis à 912 M\$ après impôts comparativement à des gains après impôts de 38 M\$ au premier trimestre de 2009;
- les gains de change hors exploitation se sont élevés à 147 M\$ après impôts comparativement à une perte de 105 M\$ après impôts au premier trimestre de 2009. Ces gains découlent principalement de gains de change latents sur la dette à long terme attribuables à la hausse du taux de change \$ US/\$ CA.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2010 a augmenté de 515 M\$ par rapport au bénéfice net consolidé pour la même période en 2009, en raison surtout des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les résultats comparatifs consolidés de 2009.

Sommaire des effets des opérations de couverture sur le bénéfice net

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Chiffres pro forma 2009	Chiffres consolidés 2009
Gains de couverture latents, après impôts ¹⁾	912 \$	38 \$	89 \$
Gains de couverture réalisés, après impôts ²⁾	125	541	699
Effets des opérations de couverture sur le bénéfice net	1 037 \$	579 \$	788 \$

1) Inclus dans les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et autres activités. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et autres activités » du présent rapport de gestion pour plus d'informations sur les gains de couverture latents.

2) Inclus principalement dans les résultats financiers par division.

Sommaire du bénéfice net consolidé

<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2010	2009				2008		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Activités poursuivies								
Bénéfice net tiré des activités poursuivies	1 477 \$	589 \$	39 \$	211 \$	991 \$	1 469 \$	3 833 \$	1 088 \$
par action – résultat de base	1,97	0,78	0,05	0,28	1,32	1,96	5,11	1,45
par action – résultat dilué	1,97	0,78	0,05	0,28	1,32	1,96	5,10	1,45
Total consolidé								
Bénéfice net	1 477	636	25	239	962	1 077	3 553	1 221
par action – résultat de base	1,97	0,85	0,03	0,32	1,28	1,44	4,74	1,63
par action – résultat dilué	1,97	0,85	0,03	0,32	1,28	1,43	4,73	1,63
Produits, déduction faite des redevances	3 545	2 712	2 271	2 449	3 682	4 862	8 150	4 653

Les résultats consolidés comparatifs avant l'opération de scission réalisée le 30 novembre 2009 tiennent compte de Cenovus et ne sont donc pas comparables avec ceux du trimestre écoulé. Le bénéfice net tiré des activités poursuivies en 2009 et 2008 comprend les résultats des actifs en amont de la division Canada – Autres activités cédés à Cenovus. Le bénéfice net total consolidé comprend les résultats des actifs de raffinage en aval aux États-Unis cédés à Cenovus, qui sont classés dans les activités abandonnées.

Dépenses en immobilisations, montant net

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Chiffres pro forma 2009	Chiffres consolidés 2009
Division Canada	543 \$	537 \$	537 \$
Division États-Unis	472	574	574
Optimisation des marchés	-	(1)	(3)
Activités non sectorielles et autres activités	5	11	19
Canada – Autres activités ¹⁾	-	-	318
Activités abandonnées ²⁾	-	-	202
Dépenses en immobilisations	1 020	1 121	1 647
Acquisitions	28	79	79
Désinvestissements	(146)	(33)	(33)
Dépenses en immobilisations, montant net	902 \$	1 167 \$	1 693 \$

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

2) Les activités de raffinage en aval aux États-Unis, qui relevaient auparavant de la division Activités pétrolières intégrées – États-Unis, sont incluses dans les activités abandonnées.

Au premier trimestre de 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 1 020 M\$, ont été inférieures aux dépenses pro forma de 2009 en raison de la rentabilité des capitaux et de la réduction des activités de forage en amont, partiellement contrebalancées par la variation du taux de change moyen \$ US/\$ CA. Les dépenses en immobilisations d'Encana au premier trimestre de 2010 ont été financées à même les flux de trésorerie.

Au premier trimestre de 2010, la Société a réalisé des désinvestissements d'actifs non essentiels qui ont donné lieu à un produit de 9 M\$ pour la division Canada et de 137 M\$ pour la division États-Unis.

Flux de trésorerie disponibles

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Chiffres pro forma 2009	Chiffres consolidés 2009
Flux de trésorerie ¹⁾	1 173 \$	1 387 \$	1 944 \$
Dépenses en immobilisations	1 020	1 121	1 647
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	153 \$	266 \$	297 \$

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

Les flux de trésorerie disponibles d'Encana se sont établis à 153 M\$ au premier trimestre de 2010, en baisse par rapport aux chiffres pro forma de la période correspondante en 2009. Les raisons des variations des flux de trésorerie et des dépenses en immobilisations sont exposées sous les rubriques « Flux de trésorerie » et « Dépenses en immobilisations, montant net » du présent rapport de gestion.

Sommaire des volumes de production

	2010	2009				2008		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Gaz produit (Mpi ³ /j)								
Division Canada	1 177	1 071	1 201	1 343	1 281	1 302	1 351	1 289
Division États-Unis	1 946	1 616	1 524	1 581	1 746	1 677	1 674	1 629
	3 123	2 687	2 725	2 924	3 027	2 979	3 025	2 918
Liquides (b/j)								
Division Canada	13 558	12 477	15 909	17 624	17 567	19 702	19 947	20 155
Division États-Unis	10 108	11 586	10 325	11 699	11 671	12 831	13 853	13 482
	23 666	24 063	26 234	29 323	29 238	32 533	33 800	33 637
Volumes (Mpi ³ e/j) ^{1) 2)}	3 265	2 831	2 883	3 100	3 203	3 174	3 227	3 120
Canada – Autres activités (Mpi ³ e/j) ^{1) 3)}	-	970	1 504	1 502	1 472	1 499	1 491	1 487
Volumes totaux (Mpi ³ e/j) ¹⁾	3 265	3 801	4 387	4 602	4 675	4 673	4 718	4 607

1) Liquides convertis en milliers d'équivalents pieds cubes à raison de 1 baril pour 6 000 pieds cubes.

2) Les volumes trimestriels pour 2009 et 2008 représentent les volumes pro forma d'Encana.

3) Le secteur Canada – Autres activités regroupe les activités qui relevaient auparavant des divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées – Canada et qui ont été cédées à Cenovus à la suite de l'opération de scission du 30 novembre 2009.

Les volumes de production moyens au premier trimestre de 2010 se sont chiffrés à 3 265 Mpi³e/j, en hausse de 2 %, ou 62 Mpi³e/j, par rapport aux volumes pro forma de la période correspondante en 2009. L'augmentation est surtout attribuable à l'accroissement de la production de plusieurs zones de ressources principales aux États-Unis, partiellement contrebalancé par une diminution des volumes de 108 Mpi³e/j découlant des désinvestissements.

Résultats des divisions

Division Canada

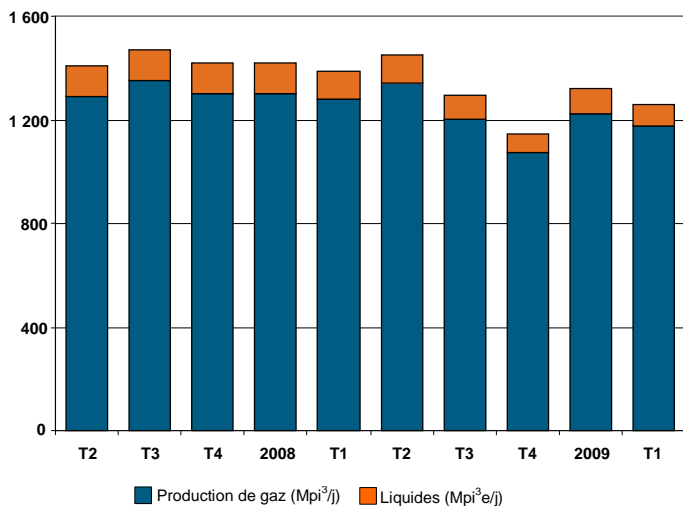
Flux de trésorerie et prix net liés à l'exploitation

<i>(en millions de dollars, sauf les montants par kpi³)</i>	Trimestres terminés les 31 mars			
	2010		2009	
	<i>(\$/kpi³)</i>		<i>(\$/kpi³)</i>	
Produits, déduction faite des redevances et des couvertures	657 \$	5,60 \$	595 \$	4,70 \$
Gain de couverture réalisé	63		320	
Charges				
Taxes à la production et impôts miniers	1	0,01	5	0,04
Transport et vente	45	0,39	37	0,30
Exploitation	139	1,17	130	1,01
Flux de trésorerie/prix net liés à l'exploitation	535 \$	4,03 \$	743 \$	3,35 \$
Gain de couverture réalisé		0,55		2,56
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées		4,58 \$		5,91 \$

Résultats par zones principales

	Trimestres terminés les 31 mars					
	Production quotidienne <i>(Mpi³e/j)</i>		Dépenses en immobilisations <i>(en M\$)</i>		Activité de forage <i>(puits nets forés)</i>	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Greater Sierra	218	221	141 \$	87 \$	16	15
Cutbank Ridge	319	326	118	108	15	20
Bighorn	197	172	108	69	15	21
CBM	315	309	120	139	295	278
Principales zones de ressources	1 049	1 028	487	403	341	334
Autres	209	359	56	134	5	9
Total – Division Canada	1 258	1 387	543 \$	537 \$	346	343

Volumes de production



- Les volumes moyens de production ont diminué de 9 % au premier trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 pour s'établir à 1 258 Mpi³e/j.
- La baisse de la production est attribuable à des volumes inférieurs de 98 Mpi³e/j qui font suite aux désinvestissements et à des travaux d'entretien visant la valorisation à la tête de puits. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des forages fructueux à Bighorn et la baisse des taux de redevances.
- La production moyenne de la Division Canada devrait atteindre 1 358 Mpi³e/j pour l'exercice en cours, dont 1 175 Mpi³e/j proviendront des principales zones de ressources.

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont diminué de 208 M\$ pour s'établir à 535 M\$ en raison principalement de la baisse des gains de couverture réalisés et d'une diminution des volumes de production, partiellement contrebalancées par la hausse des prix des marchandises. Au premier trimestre de 2010 :

- les gains de couverture réalisés se sont établis à 63 M\$ avant impôts comparativement à des gains avant impôts de 320 M\$ au premier trimestre de 2009;
- les volumes de production moyens se sont élevés à 1 258 Mpi³e/j comparativement à 1 387 Mpi³e/j au premier trimestre de 2009, ce qui a donné lieu à une diminution de 56 M\$;
- l'augmentation des prix des marchandises, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture, s'est traduite par une hausse de 118 M\$, qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base.

Les dépenses en immobilisations, qui se sont établies à 543 M\$ au premier trimestre de 2010, ont ciblé surtout les principales zones de ressources au Canada ainsi que Deep Panuke. Encana prévoit forer 810 puits en 2010 relativement aux principales zones de ressources au Canada.

Le 11 mars 2010, le gouvernement de l'Alberta a annoncé les résultats de son examen de la compétitivité de l'industrie du gaz naturel et du pétrole classique et publié sa politique en la matière intitulée *Energizing Investment, a Framework to Improve Alberta's Natural Gas and Conventional Oil Competitiveness*, qui modifiera le cadre de redevances de la province à compter du 1^{er} janvier 2011. Le nouveau cadre de redevances vise à stimuler la compétitivité du secteur pétrolier et gazier en amont de l'Alberta et à promouvoir l'investissement dans la province. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué qu'il prévoit annoncer les taux de redevances applicables aux prix de différents produits de base d'ici le 31 mai 2010. Encana continue de suivre les modifications proposées au cadre de redevances de l'Alberta ainsi que les incidences possibles sur ses activités.

Division États-Unis

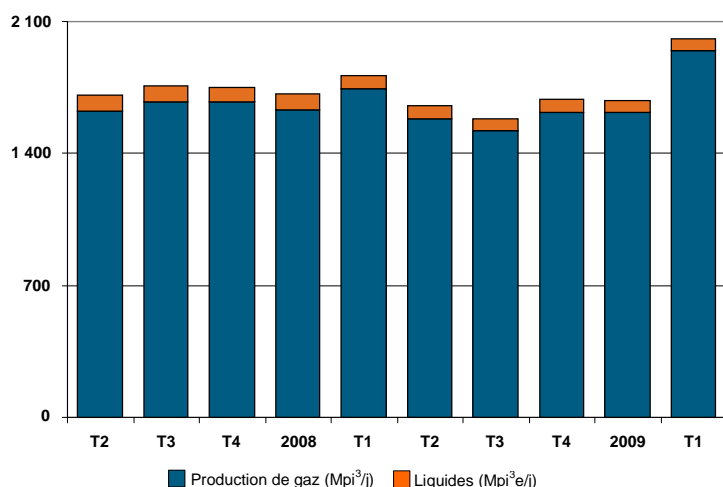
Flux de trésorerie et prix net liés à l'exploitation

	Trimestres terminés les 31 mars			
	2010		2009	
(en millions de dollars, sauf les montants par kpi ³ e)	(\$/kpi ³ e)		(\$/kpi ³ e)	
Produits, déduction faite des redevances et des couvertures	1 108 \$	5,94 \$	666 \$	3,91 \$
Gain de couverture réalisé	100		508	
Charges				
Taxes à la production et impôts miniers	68	0,38	46	0,28
Transport et vente	166	0,92	123	0,75
Exploitation	109	0,46	115	0,49
Flux de trésorerie et prix net liés à l'exploitation	865 \$	4,18 \$	890 \$	2,39 \$
Gain de couverture réalisé		0,55		3,11
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées		4,73 \$		5,50 \$

Résultats par zones principales

	Trimestres terminés les 31 mars					
	Production quotidienne (Mpi ³ e/j)		Dépenses en immobilisations (en M\$)		Activité de forage (puits nets forés)	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Jonah	595	656	84 \$	130 \$	28	35
Piceance	482	397	23	69	33	53
East Texas	437	409	52	135	3	15
Fort Worth	142	152	11	50	7	16
Principales zones de ressources	1 656	1 614	170	384	71	119
Haynesville	194	25	238	86	20	9
Autres	157	177	64	104	11	12
Total	2 007	1 816	472 \$	574 \$	102	140

Volumes de production



- Les volumes moyens de production ont augmenté de 11 % au premier trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 pour s'établir à 2 007 Mpi³e/j.
- L'augmentation de la production est principalement attribuable aux travaux de forage et d'exploitation fructueux à Haynesville, à Piceance et à East Texas ainsi qu'à la fin d'arrêts et de réductions de production, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par la diminution des dépenses en immobilisations et les baisses de rendement normales à Jonah.
- La production moyenne de la Division États-Unis devrait atteindre 1 935 Mpi³e/j pour l'exercice en cours, dont 1 790 Mpi³e/j proviendront des principales zones de ressources et des zones nouvelles.

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont diminué de 25 M\$ pour s'établir à 865 M\$, en raison principalement de la baisse des gains de couverture réalisés et de l'accroissement des taxes à la production et impôts miniers ainsi que des frais de transport et de vente, partiellement contrebalancés par la hausse des prix des marchandises et des volumes de production. Au premier trimestre de 2010 :

- les gains de couverture réalisés se sont établis à 100 M\$ avant impôts comparativement à des gains de 508 M\$ avant impôts au premier trimestre de 2009;
- la hausse des prix des marchandises, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture, s'est traduite par une augmentation de 368 M\$, qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base;
- les volumes de production moyens se sont établis à 2 007 Mpi³e/j, en hausse de 191 Mpi³e/j par rapport au premier trimestre de 2009, ce qui a donné lieu à une augmentation de 66 M\$.

Au premier trimestre de 2010, les dépenses en immobilisations de 472 M\$ ont visé la nouvelle zone de schiste de Haynesville, outre d'autres principales zones de ressources aux États-Unis. La baisse de 102 M\$ des dépenses en immobilisations par rapport au premier trimestre de 2009 est essentiellement attribuable à la rentabilité des capitaux et à la diminution de l'activité de forage et de complétion à Piceance, à Jonah et à Fort Worth, contrebalancées en partie par un accroissement des dépenses de forage et d'aménagement à Haynesville. Encana prévoit forer un total de 385 puits en 2010 relativement aux principales zones de ressources et aux zones nouvelles aux États-Unis.

Canada – Autres activités

Le secteur Canada – Autres activités comprend les actifs en amont qui relevaient auparavant des divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées – Canada et qui ont été cédés à Cenovus à la suite 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.

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Chiffres pro forma 2009	Chiffres consolidés 2009
Produits, déduction faite des redevances et des couvertures	- \$	- \$	729 \$
Gain de couverture réalisé	-	-	239
Charges			
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	10
Transport et vente	-	-	133
Exploitation	-	-	156
Produits achetés	-	-	(13)
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	- \$	- \$	682 \$

Optimisation des marchés

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Chiffres pro forma 2009	Chiffres consolidés 2009
Produits	228 \$	308 \$	492 \$
Charges			
Exploitation	9	5	8
Produits achetés	211	297	473
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	8	6	11
Amortissement et épuisement	3	3	5
Bénéfice sectoriel	5 \$	3 \$	6 \$

Les produits et les charges liées aux produits achetés aux fins d'optimisation des marchés correspondent aux activités qui confèrent à la Société la latitude opérationnelle voulue en ce qui a trait aux engagements de transport, au type de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle pour accroître la vente de la production d'Encana.

Les produits et les charges liées aux produits achetés ont diminué au premier trimestre de 2010 par rapport aux chiffres pro forma de la période correspondante en 2009, en raison principalement de la diminution des volumes nécessaires aux activités d'optimisation des marchés, partiellement contrebalancée par la hausse des prix.

Activités non sectorielles et autres activités

Bénéfice sectoriel

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Chiffres pro forma 2009	Chiffres consolidés 2009
Produits	1 389 \$	49 \$	133 \$
Charges			
Exploitation	3	10	26
Amortissement et épuisement	16	17	27
Bénéfice sectoriel	1 370 \$	22 \$	80 \$

Les produits représentent principalement des gains ou des pertes latents au titre de contrats de couverture des prix du gaz naturel et des liquides. Les charges d'exploitation au premier trimestre de 2010 découlent principalement de pertes évaluées à la valeur de marché sur des contrats de production d'énergie à long terme. La charge d'amortissement et d'épuisement comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

Sommaire des gains (pertes) de couverture latents

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Chiffres consolidés 2009	Chiffres consolidés 2009
Produits			
Gaz naturel	1 359 \$	50 \$	158 \$
Pétrole brut	8	-	(25)
	1 367	50	133
Charges	4	7	22
	1 363	43	111
Charge d'impôts sur les bénéfices	451	5	22
Gains de couverture latents, après impôts	912 \$	38 \$	89 \$

Afin de gérer la volatilité des prix des marchandises, qui a une incidence sur le bénéfice net, Encana conclut divers contrats d'instruments financiers. Ces contrats ont été comptabilisés à la juste valeur à la date des états financiers. Les variations des gains ou des pertes à la juste valeur reflétées dans les produits tirés des activités non sectorielles sont attribuables à la volatilité entre les différentes périodes sur le marché des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés. De plus amples renseignements sur les contrats d'instruments financiers figurent à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Charges

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Chiffres pro forma 2009 ¹⁾	Chiffres consolidés 2009
Administration	82 \$	63 \$	79 \$
Intérêts débiteurs, montant net	130	68	58
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	12	8	17
Perte (gain) de change, montant net	(144)	99	58
(Gain) perte attribuable à des désinvestissements	(1)	(1)	(1)
Charges totales	79 \$	237 \$	211 \$

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

Les charges totales du secteur Activités non sectorielles se sont établies à 79 M\$, en baisse de 158 M\$ par rapport aux charges pro forma de 2009 en raison de gains de change, partiellement contrebalancés par une augmentation des frais d'administration et des intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2010 :

- les gains de change sont attribuables principalement aux gains de change latents sur la dette à long terme qui découlent de la hausse du taux de change \$ US/\$ CA;
- les frais d'administration ont augmenté principalement en raison des coûts de transition et de la hausse du taux de change \$ US/\$ CA, partiellement contrebalancés par la baisse des charges de rémunération à long terme;
- les intérêts débiteurs ont été plus élevés en raison surtout de la diminution de la valeur comptable de la dette utilisée pour déterminer les intérêts pro forma au premier trimestre de 2009.

Les charges totales du secteur Activités non sectorielles ont diminué de 132 M\$ par rapport aux chiffres consolidés 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.

Impôts sur les bénéfices

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Chiffres pro forma 2009	Chiffres consolidés 2009
Taux d'imposition effectif	22,9 %	34,8 %	23,2 %
Impôts exigibles	12 \$	119 \$	239 \$
Impôts futurs	426	136	60
Total de la charge d'impôts sur les bénéfices	438 \$	255 \$	299 \$

La charge d'impôts sur les bénéfices a totalisé 438 M\$ au premier trimestre de 2010, en hausse de 183 M\$ par rapport aux chiffres pro forma de la période correspondante en 2009 par suite surtout de l'accroissement du bénéfice avant impôts découlant principalement de l'incidence nette des couvertures réalisées et latentes.

Les impôts exigibles se sont établis à 12 M\$ au premier trimestre de 2010, soit 107 M\$ de moins que les chiffres pro forma de la période correspondante en 2009. Cette diminution traduit la baisse des impôts exigibles liés au repli des gains de couverture réalisés, partiellement contrebalancé par une augmentation faisant suite à la hausse du bénéfice imposable, compte non tenu des gains de couverture réalisés.

Le total de la charge d'impôts sur les bénéfices a progressé de 139 M\$ par rapport aux chiffres consolidés 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.

Le taux d'imposition effectif d'Encana pour une année donnée est fonction de la relation entre le total des impôts (exigibles et futurs) et le bénéfice net avant impôts de 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 au titre des modifications aux taux d'imposition et d'autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et de l'estimation des écarts réels. Les éléments composant les écarts permanents comprennent :

- la portion non imposable des gains ou des 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 provision pour impôts est suffisante.

Amortissement et épuisement

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Chiffres pro forma 2009	Chiffres consolidés 2009
Canada	287 \$	273 \$	484 \$
États-Unis	494	416	416
Optimisation des marchés	3	3	5
Activités non sectorielles et autres activités	16	17	27
Total de la charge d'amortissement et d'épuisement	800 \$	709 \$	932 \$

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.

La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur amont s'est établie à 800 M\$ au premier trimestre de 2010, en hausse de 91 M\$ par rapport aux chiffres pro forma de la période correspondante de 2009, en raison du taux d'épuisement accru, de l'accroissement des volumes de production ainsi que de la hausse du taux de change \$ US/\$ CA.

La charge d'amortissement et d'épuisement a diminué de 132 M\$ par rapport aux chiffres consolidés de 2009, en raison principalement des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion de Cenovus dans les chiffres comparatifs consolidés de 2009.

Activités abandonnées

Encana a rationalisé ses activités pour se concentrer sur celles en amont en Amérique du Nord. Les activités de raffinage en aval aux États-Unis qui ont été cédées à Cenovus à la suite de l'opération de scission du 30 novembre 2009 sont présentées dans les activités abandonnées. Au premier trimestre de 2009, la perte nette des activités abandonnées s'est établie à 29 M\$.

Situation de trésorerie et sources de financement

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Flux de trésorerie nets liés aux		
Activités d'exploitation	(772) \$	1 791 \$
Activités d'investissement	(1 040)	(1 784)
Activités de financement	(465)	207
Gain (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents détenus en devises	(4)	(4)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents	(2 281) \$	210 \$
Flux de trésorerie nets pro forma liés aux activités d'exploitation		1 444 \$

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie nets pro forma liés aux activités d'exploitation ont diminué de 2 216 M\$ au premier trimestre de 2010 comparativement au premier trimestre de 2009. Cette diminution découle des éléments dont il a été question à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion ainsi que du repli des variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement principalement attribuable à un versement d'impôts de 1 775 M\$ effectué au premier trimestre de 2010. Ce versement comprend l'augmentation des impôts exigibles issue de la liquidation de la société de personnes active dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada qui a fait suite à l'opération de scission.

Compte non tenu de l'incidence des actifs et des passifs au titre de la gestion des risques à court terme, la Société disposait d'un fonds de roulement positif de 1 022 M\$ au 31 mars 2010, contre un fonds de roulement positif de 1 348 M\$ au 31 décembre 2009. Encana s'attend à continuer de remplir les conditions de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

En 2010, les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont diminué de 744 M\$ par rapport à 2009.

Les dépenses en immobilisations, acquisitions de biens comprises, ont reculé de 476 M\$ en 2010 par rapport à 2009, alors que le produit des désinvestissements a augmenté de 113 M\$ par rapport à 2009. Les raisons de ces mouvements sont analysées sous les rubriques « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

Activités de financement

Facilités de crédit et prospectus préalables

L'émission nette de titres d'emprunt à long terme a été de néant au premier trimestre de 2010, comparativement à 505 M\$ pour la même période en 2009. La dette à long terme totale d'Encana, y compris la partie à court terme, s'établissait à 7 804 M\$ au 31 mars 2010 comparativement à 7 768 M\$ au 31 décembre 2009.

Encana dispose de deux facilités de crédit bancaires engagées ainsi que de deux prospectus préalables, l'un en \$ CA et l'autre en \$ US.

Au 31 mars 2010, Encana disposait de facilités de crédit bancaires engagées inutilisées de 5,0 G\$.

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

Au 31 mars 2010, la capacité inutilisée dont disposait Encana en vertu de prospectus préalables s'élevait à 5,5 G\$.

- Encana dispose d'un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre de titres de créance au Canada jusqu'à concurrence de 2,0 G\$ CA ou l'équivalent en monnaies étrangères. Au 31 mars 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. Ce prospectus expire en juin 2011.
- Encana dispose d'un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre de titres de créance aux États-Unis jusqu'à concurrence de 4,0 G\$ ou l'équivalent en monnaies étrangères. Au 31 mars 2010, le montant inutilisé aux termes de ce prospectus s'élevait à 3,5 G\$, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. Ce prospectus, renouvelé en avril 2010, expire en mai 2012.

Encana se conforme et prévoit qu'elle continuera de se conformer à l'ensemble des engagements financiers visés par ses facilités de crédit et ses actes de fiducie.

Notations

Encana maintient une notation de première qualité sur sa dette non garantie de premier rang. Le tableau ci-dessous présente les notations et les perspectives des titres de créance de la Société au 31 mars 2010, lesquelles sont demeurées inchangées par rapport au 31 décembre 2009 :

	Standard & Poor's Ratings Services	Moody's Investors Service	DBRS Limited
Dette non garantie de premier rang			
Notation à long terme	BBB+	Baa2	A (bas)
Perspectives	Stables	Stables	Stables

Offre publique de rachat d'actions (« OPRA »)

Encana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter environ 37,5 millions de ses actions ordinaires aux termes d'une OPRA, qui a débuté le 14 décembre 2009 et qui prend fin le 13 décembre 2010. Au 31 mars 2010, la Société avait racheté 9,9 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 320 M\$ environ. En 2009, aux termes de l'OPRA en cours et d'une OPRA antérieure, Encana n'avait racheté aucune action ordinaire. Les actionnaires peuvent consulter un exemplaire de l'avis d'intention de faire une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société à l'adresse investor.relations@encana.com.

Dividendes

Encana verse un dividende trimestriel aux actionnaires selon ce que décide le conseil d'administration. Les versements de dividendes ont totalisé 149 M\$ (0,20 \$ par action) au premier trimestre de 2010. Ces dividendes ont été financés par les flux de trésorerie.

Mesures financières

Les ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté sont utilisés par la direction pour gérer la dette globale de la Société et servent de mesures de sa santé financière générale. Encana vise un ratio dette/capitaux permanents de moins de 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de moins de 2,0 fois.

	31 mars 2010	31 décembre 2009	
		Chiffres pro forma	Chiffres consolidés
Ratio dette/capitaux permanents ^{1) 2)}	30 %	32 %	32 %
Ratio dette/BAIIA ajusté ^{1) 2) 3)}	1,6 x	2,1 x	1,3 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 définie à la rubrique « Mesures hors PCGR » du présent rapport de gestion.

3) Calculé pour les 12 derniers mois. Ratio dette/BAIIA ajusté pro forma au 31 mars 2010.

Gestion des risques

Des renseignements exhaustifs sur la gestion des risques figurent dans le rapport de gestion au 31 décembre 2009.

Conventions comptables et estimations

Adoption de nouvelles normes comptables

Le 1^{er} janvier, 2010, Encana a adopté les normes suivantes de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») :

- Le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », qui remplace la norme précédente sur les regroupements d'entreprises, exige que les actifs acquis et les passifs pris en charge à la suite d'un regroupement d'entreprises, les contreparties conditionnelles et certaines éventualités acquises soient évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. De plus, les coûts liés à l'acquisition et les coûts de restructuration doivent être comptabilisés séparément du regroupement d'entreprises et être inclus dans l'état des résultats. L'adoption de cette norme aura des incidences 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, établit les exigences concernant la préparation des états financiers consolidés. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'Encana.
- Le chapitre 1602, « Participations sans contrôle », définit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. Il exige qu'une participation sans contrôle dans une filiale soit classée comme un élément distinct des capitaux propres. De plus, le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu sont attribués à la société mère et à la participation sans contrôle. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'Encana.

Les chapitres du *Manuel de l'ICCA* dont il est question ci-dessus sont harmonisés avec les normes internationales d'information financière (« IFRS »). Encana devra présenter ses résultats en conformité avec les IFRS à compter de 2011.

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

La Société met en œuvre un plan de transition aux IFRS d'ici au 1^{er} janvier 2011, y compris l'établissement des données comparatives nécessaires pour 2010. Encana prévoit que l'incidence des IFRS sur ses activités et ses décisions stratégiques 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;
- renseigner et former les parties prenantes internes et externes.

Au 31 mars 2010, Encana avait accompli d'importants progrès dans son plan de transition. La Société a analysé les différents choix comptables pouvant être adoptés et elle a rédigé une version préliminaire des conventions comptables conformes aux IFRS. Les changements à apporter aux processus et aux systèmes ont été élaborés pour les principaux domaines qui seront touchés, les besoins en contrôle interne ayant été pris en considération.

Les modifications apportées aux systèmes d'information ont été mises à l'essai et mises en œuvre afin de tenir compte des données comparatives requises selon les IFRS pour 2010. Des séances de sensibilisation et de formation aux IFRS destinées aux intéressés en interne ont été dispensées et continueront de l'être en 2010.

La version définitive des conventions comptables d'Encana conformes aux IFRS devrait être prête pour le milieu de 2010 et la quantification des répercussions des IFRS suivra. Ces répercussions devraient être communiquées aux parties prenantes externes au second semestre de 2010.

Encana poursuivra la mise à jour de son plan de transition aux IFRS afin qu'il reflète les normes comptables nouvelles et modifiées publiées par l'International Accounting Standards Board.

Répercussions prévues sur les normes comptables

Les principaux domaines qui seront touchés chez Encana comprennent toujours 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 bénéfices. L'analyse qui suit en donne un aperçu, ainsi que des exemptions possibles en vertu de la norme IFRS 1, « Première adoption des Normes internationales d'information financière ». En général, la norme IFRS 1 exige que le nouvel adoptant procède à l'application rétrospective des IFRS, bien qu'elle prévoie des exemptions facultatives et obligatoires à ces exigences.

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 frais de préexploration, les coûts d'exploration et d'évaluation et les coûts de mise en valeur.

Les frais 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 d'exploration 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 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 n'a pas encore défini les zones ou les données devant entrer dans le calcul de l'amortissement selon la méthode proportionnelle à l'utilisation.

En vertu des IFRS, les désinvestissements dans le secteur amont produiront généralement un gain ou une perte à comptabiliser dans le bénéfice net. Selon les PCGR du Canada, le produit des désinvestissements 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 compte recourir à l'exemption prévue dans la norme IFRS 1, qui permet à la Société 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 coûts d'exploration et d'évaluation selon les

IFRS équivaldront au solde des biens non prouvés selon les PCGR du Canada et les coûts de mise en valeur selon les IFRS, au solde des comptes du coût entier. Encana répartira les comptes du coût entier du secteur amont entre les réserves pour 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.

Encana ayant l'intention de recourir à l'exemption prévue dans la norme 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.

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 le coût 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.

Rémunération à base d'actions

Les unités d'actions émises en vertu des régimes de rémunération à base d'actions qui sont comptabilisées selon la méthode de la valeur intrinsèque en vertu des PCGR du Canada devront être évaluées à la juste valeur en vertu des IFRS. La valeur intrinsèque d'une unité d'action représente le montant de l'excédent du cours de l'action d'Encana sur le prix d'exercice d'une unité d'action. La juste valeur d'une unité d'action est déterminée au moyen d'un modèle comme le modèle Black-Scholes-Merton.

Encana compte recourir à l'exemption prévue dans la norme IFRS 1 en vertu de laquelle il n'est pas nécessaire de retraiter rétrospectivement les unités d'actions acquises avant le 1^{er} janvier 2010.

Impôts sur les bénéfices

Lors de la transition aux IFRS, les incidences fiscales découlant des modifications précitées toucheront le passif d'impôts futurs de la Société. Encana continue d'évaluer l'incidence que les principes des IFRS en matière d'impôts sur les bénéfices peuvent avoir sur la Société.

Autres considérations concernant la norme IFRS 1

Comme l'autorise la norme IFRS 1, l'écart de conversion d'Encana, actuellement l'unique solde figurant dans le cumul des autres éléments du résultat étendu d'Encana, sera réputé nul et le solde sera reclassé dans les bénéfices non répartis le 1^{er} janvier 2010. Par conséquent, il n'y aura pas de retraitement de l'écart de conversion selon les principes des IFRS.

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 les pertes actuariels cumulatifs non amortis devraient être imputés aux bénéfices non répartis le 1^{er} janvier 2010. Par conséquent, ils ne seront pas retraités rétrospectivement selon les principes des IFRS.

Conventions comptables et estimations cruciales

Des renseignements exhaustifs sur les conventions comptables et estimations cruciales figurent dans le rapport de gestion au 31 décembre 2009.

Mesures hors 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 hors PCGR définie comme les 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 des activités poursuivies et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement des 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 hors PCGR qui corrige le bénéfice net d'éléments non liés à l'exploitation qui, selon la direction, réduisent la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la Société entre les périodes. L'industrie du pétrole et du gaz et Encana présentent généralement le bénéfice d'exploitation pour fournir aux investisseurs une information plus comparable entre les périodes.

Le bénéfice d'exploitation est défini comme étant le bénéfice net compte non tenu des gains ou des pertes après impôts sur les activités abandonnées, de l'incidence après impôts des gains ou des pertes de couverture latents sur les instruments dérivés, des gains ou des pertes après impôts sur la conversion de la dette libellée en \$ US émise au Canada, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, des gains ou des pertes de change après impôts sur le 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 réglementaires d'imposition des bénéfices.

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux PCGR et qui, pour Encana, correspondent à l'excédent des flux de trésorerie sur les dépenses en immobilisations, compte non tenu du montant net des acquisitions et des désinvestissements. La direction s'en sert pour déterminer les fonds disponibles pour d'autres activités d'investissement, les dividendes et des activités de financement.

Capitaux permanents et ratio dette/capitaux permanents

Les capitaux permanents, mesure hors 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 non conforme aux PCGR utilisée par la direction pour gérer la dette globale de la Société et servant à évaluer sa santé financière générale.

BAIIA ajusté et ratio dette/BAIIA ajusté

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

Rapprochements supplémentaires de mesures hors 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>	31 mars 2009
Flux de trésorerie	1 944 \$
Moins : données financières détachées de Cenovus ¹⁾	595
Ajouter (déduire) les ajustements pro forma	38
Flux de trésorerie pro forma	1 387 \$
Montants par action	
Flux de trésorerie consolidés - résultat de base	2,59 \$
- résultat dilué	2,59 \$
Flux de trésorerie pro forma - résultat de base	1,85 \$
- résultat dilué	1,85 \$

1) Cenovus Energy est issue de l'opération de scission du 30 novembre 2009. Les résultats consolidés du premier trimestre incluent 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>	31 mars 2009
Bénéfice d'exploitation	948 \$
Moins : données financières détachées de Cenovus ¹⁾	331
Ajouter (déduire) les ajustements pro forma	(73)
Bénéfice d'exploitation pro forma	544 \$
Montants par action	
Bénéfice d'exploitation consolidé - résultat dilué	1,26 \$
Bénéfice d'exploitation pro forma - résultat dilué	0,72 \$

1) Cenovus Energy est issue de l'opération de scission du 30 novembre 2009. Les résultats consolidés du premier trimestre incluent Cenovus.

Rapprochement du bénéfice net consolidé et du bénéfice net pro forma

<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	31 mars 2009
Bénéfice net	962 \$
Moins : données financières détachées de Cenovus ¹⁾	412
Ajouter (déduire) les ajustements pro forma	(73)
Bénéfice net pro forma	477 \$
Montants par action	
Bénéfice net consolidé - résultat de base	1,28 \$
- résultat dilué	1,28 \$
Bénéfice net pro forma - résultat de base	0,64 \$
- résultat dilué	0,63 \$

1) Cenovus Energy est issue de l'opération de scission du 30 novembre 2009. Les résultats consolidés du premier trimestre incluent Cenovus.

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 le doublement projeté de la production de la Société en cinq ans; le niveau projeté de production et de croissance de la production de gaz naturel pour 2010; les projections visant le nombre et l'emplacement des puits qui seront forés en 2010; les projections de la production quotidienne des divisions et de certaines zones de ressources principales; les projections quant à la suffisance de la provision pour impôts de la Société; l'incidence prévue des modifications proposées au cadre de redevances de l'Alberta; les projections touchant la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques; les projections relatives à la volatilité des prix du gaz naturel pour 2010 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les dépenses en immobilisations prévues de la Société pour 2010; 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 du 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; la conformité continue de la Société aux garanties financières 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 2010 et de verser des dividendes aux actionnaires; l'incidence des conditions de marché actuelles; 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 normes IFRS, sur la Société et ses états financiers consolidés 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, 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 sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles d'Encana; 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 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 coût imprévues ou les difficultés techniques survenues 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 soient 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 qui sont décrits plus en détail dans le présent document, y compris un programme d'immobilisations projeté s'établissant en moyenne à environ 6 G\$ par année de 2011 à 2014 et se traduisant par un taux de forage d'environ 2 500 puits nets par année pour la même période; 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 actuelles et prévues de différentes zones de ressources existantes et nouvelles, les estimations que fait Encana des réserves prouvées, probables et possibles 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 lorsque 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 2010 sont fondés sur une production moyenne de pétrole et de gaz pour 2010 d'environ 3,3 milliards de pieds cubes équivalents (« Gpi³e ») par jour (« Gpi³e/j »), des prix du gaz naturel de 5,75 \$ le kpi³ (NYMEX) et du pétrole brut de 75,00 \$/b (WTI) et un taux de change \$ CA par rapport au \$ US de 0,94 \$, ainsi qu'un nombre moyen d'actions en circulation d'Encana de 750 millions environ. 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 surviennent 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 en résultent. Ces renseignements figurent dans le communiqué d'Encana daté du 21 avril 2010 qui peut être consulté sur le site Web d'Encana à www.encana.com et sur SEDAR à www.sedar.com.

Information sur le pétrole et le gaz

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz par Encana est faite en vertu d'une dispense accordée par les autorités canadiennes en matière de réglementation des valeurs mobilières, qui l'autorise à fournir ces renseignements selon les exigences légales pertinentes de la SEC des États-Unis. L'information fournie par Encana peut ainsi différer de l'information correspondante préparée en vertu du Règlement 51-101 sur la communication de l'information. Des renseignements concernant les différences qui existent entre les normes américaines et les normes contenues dans le Règlement 51-101 figurent sous la rubrique « Remarque concernant les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » de la notice annuelle d'Encana.

Conversion des unités de mesure du gaz naturel, du pétrole brut et des liquides du gaz naturel (« 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 hors 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 \$ US, déduction faite des redevances, sauf indication contraire.

Information pro forma

Le 30 novembre 2009, Encana a mené à terme une importante restructuration de l'entreprise – 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 de l'exercice 2009 et les exercices antérieurs présentés. Dans cette présentation pro forma, les résultats liés aux actifs et aux activités cédés à Cenovus sont éliminés des résultats consolidés d'Encana, et des ajustements spécifiques à l'opération de scission sont pris en compte.

Mesures hors PCGR

Certaines mesures qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie par action après dilution, les flux de trésorerie disponibles, 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 pour 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 www.encana.com.