



Encana Corporation

Rapport de gestion

Période terminée le 30 juin 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 de la période terminée le 30 juin 2010 (les « états financiers intermédiaires »), avec l'information financière consolidée pro forma non vérifiée de la période terminée le 30 juin 2009 qui figure dans l'information supplémentaire d'Encana ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Les états financiers consolidés intermédiaires 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. 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 condensats. Le présent document est en date du 20 juillet 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 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 mise en valeur de ressources de gaz naturel non classiques. Encana possède un portefeuille diversifié de zones riches en 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 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 vise 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 estimatives, Encana prévoit doubler sa production, sur une base par action, au cours des cinq prochaines années. Encana vise pour 2010 un taux de croissance de sa production de gaz naturel d'environ 10 %, ciblant ainsi une production moyenne de 3 365 millions d'équivalents pieds cubes (« Mpi³e ») par jour (« Mpi³e/j ») et le forage de quelque 1 525 puits.

Encana affiche un solide bilan et suit une stratégie axée sur la prudence pour ce qui est de la structure de son capital et de l'atténuation du risque de marché. Encana vise un ratio dette/capitaux permanents de moins de 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 fois. Au 30 juin 2010, son ratio dette/capitaux permanents s'établissait à 32 % et son ratio dette/BAIIA ajusté, à 1,6 fois. Les ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté sont des mesures non conformes aux PCGR et sont définis à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Au 30 juin 2010, Encana avait, grâce à des contrats à prix fixe à la NYMEX, couvert environ 1 863 Mpi³/j de sa production de gaz prévue pour la période comprise en juillet et décembre 2010 à un prix moyen de 6,05 \$ le millier de pieds cubes (« kpi³ »). Encana avait également couvert environ 1 158 Mpi³/j de sa production de gaz prévue pour 2011 à un prix moyen de 6,33 \$ le kpi³, et environ 1 040 Mpi³/j de sa production de gaz prévue pour 2012 à un prix moyen de 6,46 \$ le kpi³.

Encana a mis à jour ses prévisions en fonction des résultats opérationnels qu'elle prévoit obtenir en 2010. Son communiqué de presse en date du 21 juillet 2010 ainsi que ses états financiers peuvent être consultés sur son site Web, à l'adresse www.encana.com.

Activités d'Encana

Les secteurs d'exploitation isolables de la Société s'établissent comme suit :

- Le secteur **Canada** englobe les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de LGN 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 LGN 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**, 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, ce qui comprend Horn River; ii) Cutbank Ridge à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, où se trouve Montney; iii) Bighorn dans le centre-ouest de l'Alberta et iv) Coalbed Methane (« CBM ») dans le sud de l'Alberta.
- La **division États-Unis**, qui comprend les actifs 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 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 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 résultats pro forma d'Encana pour 2009 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 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 trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 tiennent compte des activités d'Encana ainsi que de celles de Cenovus.

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 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 non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Aperçu des résultats pour 2010

Résultats d'Encana pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 :

- Flux de trésorerie de 1 217 M\$;
- Bénéfice d'exploitation de 81 M\$;
- Perte de 505 M\$, en guise de résultat net, ce qui tient compte de pertes de change hors exploitation de 246 M\$ après impôts et de pertes de couverture latentes de 340 M\$ après impôts;
- Production moyenne totale de 3 344 Mpi³e/j, dont 3 003 Mpi³e/j provenant des principales zones de ressources;
- Gains de couverture réalisés sur le gaz naturel, le pétrole brut et d'autres marchandises de 263 M\$ après impôts;
- Dépenses en immobilisations de 1 099 M\$;
- Prix moyen des marchandises, compte non tenu des opérations de couverture, de 4,52 \$ le millier d'équivalents pieds cubes (« kpi³e »).

Résultats d'Encana pour le semestre terminé le 30 juin 2010 :

- Flux de trésorerie de 2 390 M\$;
- Bénéfice d'exploitation de 499 M\$;
- Bénéfice net de 972 M\$, ce qui tient compte de gains de couverture latents de 572 M\$ après impôts;
- Production moyenne totale de 3 304 Mpi³e/j, dont 2 953 Mpi³e/j provenant des principales zones de ressources;
- Gains de couverture réalisés sur le gaz naturel, le pétrole brut et d'autres marchandises de 388 M\$ après impôts;
- Dépenses en immobilisations de 2 119 M\$;
- Prix moyen des marchandises, compte non tenu des opérations de couverture, de 5,15 \$ le kpi³e.

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 entre les dollars américain et canadien. 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.

| (moyenne pour la période) | Semestres terminés les 30 juin | | 2010 | | 2009 | | | |
|---|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 2010 | 2009 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 |
| Prix de référence du gaz naturel | | | | | | | | |
| AECO (\$ CA/kpi ³) | 4,61 \$ | 4,65 \$ | 3,86 \$ | 5,36 \$ | 4,23 \$ | 3,02 \$ | 3,66 \$ | 5,63 \$ |
| NYMEX (\$/Mbtu) | 4,69 | 4,19 | 4,09 | 5,30 | 4,17 | 3,39 | 3,50 | 4,89 |
| (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu) | 4,40 | 2,84 | 3,66 | 5,14 | 3,97 | 2,69 | 2,37 | 3,31 |
| Texas (HSC) (\$/Mbtu) | 4,69 | 3,82 | 4,04 | 5,36 | 4,16 | 3,31 | 3,44 | 4,21 |
| Écart de base (\$/Mbtu) | | | | | | | | |
| AECO/NYMEX | 0,25 | 0,37 | 0,32 | 0,19 | 0,19 | 0,67 | 0,39 | 0,35 |
| Rocheuses/NYMEX | 0,29 | 1,35 | 0,43 | 0,16 | 0,20 | 0,70 | 1,13 | 1,58 |
| Texas/NYMEX ¹⁾ | - | 0,37 | 0,05 | (0,06) | 0,01 | 0,08 | 0,06 | 0,68 |
| Taux de change | | | | | | | | |
| Taux de change \$ US/\$ CA | 0,967 | 0,829 | 0,973 | 0,961 | 0,947 | 0,911 | 0,857 | 0,803 |

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

Résultats financiers

| (en millions de dollars, sauf les montants par action) | Semestres terminés les 30 juin | | 2010 | | Chiffres pro forma 2009 | | | |
|--|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 2010 | 2009 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 |
| Flux de trésorerie ¹⁾ par action – résultat dilué | 2 390 \$ 3,22 | 2 817 \$ 3,75 | 1 217 \$ 1,65 | 1 173 \$ 1,57 | 930 \$ 1,24 | 1 274 \$ 1,70 | 1 430 \$ 1,90 | 1 387 \$ 1,85 |
| Bénéfice d'exploitation ¹⁾ par action – résultat dilué | 499 0,67 | 1 016 1,35 | 81 0,11 | 418 0,56 | 373 0,50 | 378 0,50 | 472 0,63 | 544 0,72 |
| Bénéfice net (perte) par action – résultat dilué | 972 1,31 | 569 0,76 | (505) (0,68) | 1 477 1,97 | 233 0,31 | (53) (0,07) | 92 0,12 | 477 0,63 |

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

Flux de trésorerie

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

| <i>(en millions de dollars)</i> | Trimestres terminés les 30 juin | | |
|--|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 893 \$ | 1 121 \$ | 1 961 \$ |
| (Ajouter) Déduire : | | | |
| Variation nette des autres actifs et passifs | (38) | 13 | 11 |
| Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités poursuivies | (286) | (322) | (383) |
| Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités abandonnées | - | - | 180 |
| Flux de trésorerie | 1 217 \$ | 1 430 \$ | 2 153 \$ |

Les flux de trésorerie se sont établis à 1 217 M\$, en baisse de 213 M\$ par rapport aux flux de trésorerie pro forma en 2009, et ce, en raison surtout de la diminution des gains de couverture réalisés, de la hausse des intérêts débiteurs ainsi que de l'accroissement des frais de transport et de vente, ce qui a été partiellement contrebalancé par la progression des prix des marchandises et des volumes de production. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 :

- les gains de couverture réalisés se sont établis à 263 M\$ après impôts, comparativement à des gains après impôts de 686 M\$ un an plus tôt;
- les intérêts débiteurs ont augmenté de 51 M\$, à cause principalement du fait que la valeur comptable de la dette utilisée pour déterminer les intérêts pro forma un an plus tôt était plus faible;
- les frais de transport et de vente se sont accrus de 51 M\$ à cause essentiellement de l'augmentation des volumes de production de la division États-Unis et des coûts de transport fixes;
- le prix moyen des marchandises, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 4,52 \$ le kpi³e, contre 3,35 \$ le kpi³e pour la même période de 2009;
- le volume de production moyen a augmenté de 8 % pour s'établir à 3 344 Mpi³e/j, contre 3 100 Mpi³e/j pour les trois mois correspondants de 2009.

Les flux de trésorerie se sont repliés de 936 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.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

| <i>(en millions de dollars)</i> | Semestres terminés les 30 juin | | |
|--|--------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 121 \$ | 2 565 \$ | 3 752 \$ |
| (Ajouter) Déduire : | | | |
| Variation nette des autres actifs et passifs | (69) | 30 | 26 |
| Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités poursuivies | (2 200) | (282) | (835) |
| Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités abandonnées | - | - | 464 |
| Flux de trésorerie | 2 390 \$ | 2 817 \$ | 4 097 \$ |

Les flux de trésorerie se sont établis à 2 390 M\$, affichant un recul de 427 M\$ par rapport aux flux de trésorerie pro forma en 2009, ce qui a découlé essentiellement de la diminution des gains de couverture réalisés, de la hausse des intérêts débiteurs et de la montée des frais de transport et de vente, facteurs atténués par la progression des prix des marchandises et des volumes de production. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010 :

- les gains de couverture réalisés se sont établis à 388 M\$ après impôts, comparativement à des gains après impôts de 1 227 M\$ un an plus tôt;
- les intérêts débiteurs ont augmenté de 113 M\$, en raison principalement du fait que la valeur comptable de la dette utilisée pour déterminer les intérêts pro forma un an plus tôt était plus faible;
- les frais de transport et de vente se sont accrus de 102 M\$ à cause essentiellement de l'augmentation des volumes de production de la division États-Unis et des coûts de transport fixes;
- le prix moyen des marchandises, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 5,15 \$ le kpi³e, comparativement à 3,81 \$ le kpi³e pour la même période de 2009;
- le volume de production moyen a augmenté de 5 % pour s'établir à 3 304 Mpi³e/j, contre 3 151 Mpi³e/j pour les six mois correspondants de 2009.

Les flux de trésorerie ont reculé de 1 707 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

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

| (en millions de dollars, sauf les montants par action) | Trimestres terminés les 30 juin | | | | | |
|--|---------------------------------|----------------|--------------------------|----------------|--------------------------|----------------|
| | 2010 | | Chiffres pro forma 2009 | | Chiffres consolidés 2009 | |
| | Par action ¹⁾ | | Par action ¹⁾ | | Par action ¹⁾ | |
| Bénéfice net (perte), montant déjà établi | (505) \$ | (0,68) \$ | 92 \$ | 0,12 \$ | 239 \$ | 0,32 \$ |
| Ajouter (les pertes) et déduire les gains : | | | | | | |
| Gain (perte) de couverture latent(e), après impôts | (340) | (0,46) | (570) | (0,76) | (750) | (1,00) |
| Gain (perte) de change hors exploitation, après impôts | (246) | (0,33) | 190 | 0,25 | 72 | 0,10 |
| Bénéfice d'exploitation | 81 \$ | 0,11 \$ | 472 \$ | 0,63 \$ | 917 \$ | 1,22 \$ |

1) Par action ordinaire – résultat dilué.

Le bénéfice d'exploitation, d'un montant de 81 M\$, a diminué de 391 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation pro forma de 2009, et ce, à cause principalement de la baisse des gains de couverture réalisés et de l'accroissement des intérêts débiteurs, des frais de transport et de vente et de la charge d'amortissement et d'épuisement. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la hausse des prix des marchandises et des volumes de production. Outre les éléments décrits dans la section traitant des flux de trésorerie, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 128 M\$ par suite de l'élargissement des volumes de production, de la hausse du taux de change entre les dollars américain et canadien et de l'augmentation du taux d'épuisement.

Le bénéfice d'exploitation s'est replié de 836 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 des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

| (en millions de dollars, sauf les montants par action) | Trimestres terminés les 30 juin | | | | | |
|--|---------------------------------|---------|--------------------------|---------|--------------------------|---------|
| | 2010 | | Chiffres pro forma 2009 | | Chiffres consolidés 2009 | |
| | Par action ¹⁾ | | Par action ¹⁾ | | Par action ¹⁾ | |
| Bénéfice net, montant déjà établi | 972 \$ | 1,31 \$ | 569 \$ | 0,76 \$ | 1 201 \$ | 1,60 \$ |
| Ajouter (les pertes) et déduire les gains : | | | | | | |
| Gain (perte) de couverture latent(e), après impôts | 572 | 0,77 | (532) | (0,70) | (661) | (0,88) |
| Gain (perte) de change hors exploitation, après impôts | (99) | (0,13) | 85 | 0,11 | (3) | - |
| Bénéfice d'exploitation | 499 \$ | 0,67 \$ | 1 016 \$ | 1,35 \$ | 1 865 \$ | 2,48 \$ |

1) Par action ordinaire – résultat dilué.

Le bénéfice d'exploitation s'est dégagé à 499 M\$, ayant ainsi fléchi de 517 M\$ par rapport au bénéfice d'exploitation pro forma de 2009 en raison surtout de la baisse des gains de couverture réalisés et de l'accroissement des intérêts débiteurs, des frais de transport et de vente et de la charge d'amortissement et d'épuisement, ce qui a été atténué par la hausse des prix des 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 219 M\$ par suite de la hausse du taux de change entre les dollars américain et canadien, de l'accroissement des volumes de production et de l'augmentation du taux d'épuisement.

Le bénéfice d'exploitation s'est contracté de 1 366 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.

Résultat net

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

Le résultat net, soit une perte de 505 M\$, s'est creusé de 597 M\$ par rapport au résultat net pro forma pour la période correspondante de 2009, en raison principalement de l'incidence des gains de couverture réalisés et latents, des pertes de change hors exploitation et de l'augmentation des intérêts débiteurs, des frais de transport et de vente et de la charge d'amortissement et d'épuisement. Ces facteurs ont été atténués par la hausse des prix des marchandises et des volumes de production. Outre les éléments dont il est question aux rubriques traitant des flux de trésorerie et du bénéfice d'exploitation, dans le trimestre terminé le 30 juin 2010 :

- les pertes de couverture latentes se sont établies à 340 M\$ après impôts, contre des pertes après impôts de 570 M\$ dans la même période de 2009;
- les pertes de change hors exploitation se sont élevées à 246 M\$ après impôts, en regard de gains de 190 M\$ après impôts un an plus tôt. Ces gains et 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.

En 2010, le résultat net a fléchi de 744 M\$ par rapport à celui 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.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

Le bénéfice net de 972 M\$ a dépassé de 403 M\$ le bénéfice net pro forma pour la période correspondante de 2009 en raison principalement de l'accroissement des gains de couverture réalisés et latents, des prix des marchandises et des volumes de production. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des pertes de change hors exploitation et par l'augmentation des intérêts débiteurs, des frais de transport et de vente et de la charge d'amortissement et d'épuisement. Outre les éléments dont il est question dans les rubriques traitant des flux de trésorerie et du bénéfice d'exploitation, dans le semestre terminé le 30 juin 2010 :

- les gains de couverture latents se sont établis à 572 M\$ après impôts alors que des pertes après impôts de 532 M\$ avaient été constatées dans la même période de 2009;

- les pertes de change hors exploitation se sont élevées à 99 M\$ après impôts, comparativement à des gains de 85 M\$ après impôts un an plus tôt. Ces gains et 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.

En 2010, le bénéfice net a diminué de 229 M\$ par rapport au bénéfice net consolidé pour la même période en 2009 à cause 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 résultat net

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | | Semestres terminés les 30 juin | | |
|---|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Gains (pertes) de couverture latent(e)s, après impôts ¹⁾ | (340) \$ | (570) \$ | (750) \$ | 572 \$ | (532) \$ | (661) \$ |
| Gains (pertes) de couverture réalisé(e)s, après impôts | 263 | 686 | 900 | 388 | 1,227 | 1,599 |
| Incidence des opérations de couverture sur le résultat net | (77) \$ | 116 \$ | 150 \$ | 960 \$ | 695 \$ | 938 \$ |

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

Sommaire du résultat net consolidé

| (en millions de dollars, sauf les montants par action) | 2010 | | 2009 | | | | 2008 | |
|--|----------|----------|--------|-------|--------|--------|----------|----------|
| | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 |
| Activités poursuivies | | | | | | | | |
| Bénéfice net (perte) provenant des activités poursuivies par action – résultat de base | (505) \$ | 1 477 \$ | 589 \$ | 39 \$ | 211 \$ | 991 \$ | 1 469 \$ | 3 833 \$ |
| par action – résultat dilué | (0,68) | 1,97 | 0,78 | 0,05 | 0,28 | 1,32 | 1,96 | 5,11 |
| Total consolidé | | | | | | | | |
| Bénéfice net (perte) par action – résultat de base | (505) | 1 477 | 636 | 25 | 239 | 962 | 1 077 | 3 553 |
| par action – résultat dilué | (0,68) | 1,97 | 0,85 | 0,03 | 0,32 | 1,28 | 1,44 | 4,74 |
| Produits, déduction faite des redevances | 1 469 | 3 545 | 2 712 | 2 271 | 2 449 | 3 682 | 4 862 | 8 150 |

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 dans le présent exercice. Le bénéfice net provenant des activités poursuivies en 2009 et 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 classés dans les activités abandonnées.

Dépenses en immobilisations, montant net

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | | Semestres terminés les 30 juin | | |
|--|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Division Canada | 490 \$ | 325 \$ | 325 \$ | 1 033 \$ | 862 \$ | 862 \$ |
| Division États-Unis | 596 | 374 | 374 | 1 068 | 948 | 948 |
| Optimisation des marchés | 1 | 1 | - | 1 | - | (3) |
| Activités non sectorielles et autres | 12 | 13 | 14 | 17 | 24 | 33 |
| Canada – Autres ¹⁾ | - | - | 190 | - | - | 508 |
| Activités abandonnées ²⁾ | - | - | 227 | - | - | 429 |
| Dépenses en immobilisations | 1 099 | 713 | 1 130 | 2 119 | 1 834 | 2 777 |
| Acquisitions | 124 | 33 | 34 | 152 | 112 | 113 |
| Cessions | (208) | (17) | (20) | (354) | (50) | (53) |
| Dépenses en immobilisations, montant net | 1 015 \$ | 729 \$ | 1 144 \$ | 1 917 \$ | 1 896 \$ | 2 837 \$ |

- 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) 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.

Au premier semestre 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 2 119 M\$, ont été supérieures aux dépenses pro forma de 2009 en raison essentiellement de l'accroissement des sommes engagées aux fins de la mise en valeur de Haynesville et de l'augmentation du taux de change moyen entre les dollars américain et canadien.

La Société a procédé à des cessions d'actifs secondaires au cours du deuxième trimestre de 2010, ce qui lui a valu un produit de 20 M\$ pour la division Canada et de 188 M\$ pour la division États-Unis. Dans le premier semestre de 2010, les cessions d'actifs secondaires ont généré un produit de 29 M\$ pour la division Canada et de 325 M\$ pour la division États-Unis.

Flux de trésorerie disponibles

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | | Semestres terminés les 30 juin | | |
|--|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Flux de trésorerie ¹⁾ | 1 217 \$ | 1 430 \$ | 2 153 \$ | 2 390 \$ | 2 817 \$ | 4 097 \$ |
| Dépenses en immobilisations | 1 099 | 713 | 1 130 | 2 119 | 1 834 | 2 777 |
| Flux de trésorerie disponibles ¹⁾ | 118 \$ | 717 \$ | 1 023 \$ | 271 \$ | 983 \$ | 1 320 \$ |

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

Les flux de trésorerie disponibles d'Encana se sont établis respectivement à 118 M\$ et à 271 M\$ au deuxième trimestre et au premier semestre de 2010, accusant ainsi une baisse par rapport aux chiffres pro forma des périodes correspondantes de 2009. Les 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

| | Semestres terminés les 30 Juin | | 2010 | | 2009 | | | |
|--|-----------------------------------|--------|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2010 | 2009 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 |
| Gaz produit (Mpi^3/j) | | | | | | | | |
| Division Canada | 1 252 | 1 312 | 1 327 | 1 177 | 1 071 | 1 201 | 1 343 | 1 281 |
| Division États-Unis | 1 910 | 1 663 | 1 875 | 1 946 | 1 616 | 1 524 | 1 581 | 1 746 |
| | 3 162 | 2 975 | 3 202 | 3 123 | 2 687 | 2 725 | 2 924 | 3 027 |
| Liquides (b/j) | | | | | | | | |
| Division Canada | 13 510 | 17 595 | 13 462 | 13 558 | 12 477 | 15 909 | 17 624 | 17 567 |
| Division États-Unis | 10 110 | 11 685 | 10 112 | 10 108 | 11 586 | 10 325 | 11 699 | 11 671 |
| | 23 620 | 29 280 | 23 574 | 23 666 | 24 063 | 26 234 | 29 323 | 29 238 |
| Volumes (Mpi^3e/j) ^{1), 2)} | 3 304 | 3 151 | 3 344 | 3 265 | 2 831 | 2 883 | 3 100 | 3 203 |
| Canada – Autres (Mpi^3e/j) ^{1), 3)} | - | 1 487 | - | - | 970 | 1 504 | 1 502 | 1 472 |
| Volumes totaux (Mpi^3e/j) ¹⁾ | 3 304 | 4 638 | 3 344 | 3 265 | 3 801 | 4 387 | 4 602 | 4 675 |

- 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 représentent les volumes pro forma d'Encana.
- 3) La division Canada – Autres représente les anciens volumes produits par les divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées – Canada et qui ont été transférés à Cenovus par suite de l'opération de scission du 30 novembre 2009.

Au deuxième trimestre de 2010, le volume de production moyen s'est chiffré à 3 344 Mpi^3e/j , en hausse de 8 %, ou de 244 Mpi^3e/j , par rapport au volume pro forma de la période correspondante de 2009. L'augmentation est surtout attribuable à l'accroissement de la production provenant des principales zones de ressources de la division États-Unis en raison des résultats fructueux des programmes de forage, ce qui a été partiellement contrebalancé par une diminution des volumes de 154 Mpi^3e/j découlant des cessions réalisées par les divisions États-Unis et Canada. En regard du volume pro forma de la période correspondante de 2009, le volume de production moyen du semestre de 2010 a été de 3 304 Mpi^3e/j , en hausse de 5 %, ou de 153 Mpi^3e/j . Cette augmentation est surtout imputable à une production accrue provenant des principales zones de ressources de la division États-Unis, facteur atténué par une baisse des volumes de 138 Mpi^3e/j découlant des cessions réalisées par les divisions États-Unis et Canada.

Résultats des divisions

Division Canada

Flux de trésorerie et prix net liés à l'exploitation

| | Trimestres terminés les 30 juin | | | | Semestres terminés les 30 juin | | | |
|--|---------------------------------|---------|-------------------------|---------|--------------------------------|---------|-------------------------|---------|
| | 2010 | | 2009 | | 2010 | | 2009 | |
| (en millions de dollars, sauf les montants par kpi ³ e) | (\$/kpi ³ e) | | (\$/kpi ³ e) | | (\$/kpi ³ e) | | (\$/kpi ³ e) | |
| Produits, déduction faite des redevances et des couvertures | 574 \$ | 4,30 \$ | 473 \$ | 3,51 \$ | 1 231 \$ | 4,91 \$ | 1 068 \$ | 4,09 \$ |
| Gain de couverture réalisé | 150 | | 434 | | 213 | | 754 | |
| Charges | | | | | | | | |
| Taxes à la production et impôts miniers | 4 | 0,03 | 6 | 0,04 | 5 | 0,02 | 11 | 0,04 |
| Transport et vente | 48 | 0,37 | 38 | 0,28 | 93 | 0,38 | 75 | 0,29 |
| Exploitation | 129 | 0,97 | 133 | 0,99 | 268 | 1,07 | 263 | 1,00 |
| Flux de trésorerie ou prix net liés à l'exploitation | 543 \$ | 2,93 \$ | 730 \$ | 2,20 \$ | 1 078 \$ | 3,44 \$ | 1 473 \$ | 2,76 \$ |
| Gain de couverture réalisé | | 1,16 | | 3,29 | | 0,87 | | 2,94 |
| Prix net, compte tenu du gain de couverture réalisé | | 4,09 \$ | | 5,49 \$ | | 4,31 \$ | | 5,70 \$ |

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont établis à 543 M\$, ayant ainsi baissé de 187 M\$ en raison principalement de la diminution des gains de couverture réalisés et des volumes de production, ce qui a été atténué par la hausse des prix des marchandises. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 :

- les gains de couverture réalisés se sont chiffrés à 150 M\$ avant impôts, comparativement à des gains avant impôts de 434 M\$ un an plus tôt;
- le volume de production moyen a été de 1 408 Mpi³e/j, contre 1 449 Mpi³e/j pour les trois mois correspondants de 2009, ce qui a entraîné une diminution de 17 M\$ des produits;
- la majoration des prix des marchandises, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, a donné lieu à une hausse de 110 M\$, ce qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation d'un montant de 1 078 M\$ ont reculé de 395 M\$ en raison principalement de la diminution des gains de couverture réalisés et des volumes de production. Ces facteurs ont été atténués par la hausse des prix des marchandises. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010 :

- les gains de couverture réalisés se sont chiffrés à 213 M\$ avant impôts, comparativement à des gains avant impôts de 754 M\$ un an plus tôt;
- le volume de production moyen a été de 1 333 Mpi³e/j, contre 1 418 Mpi³e/j pour les six mois correspondants de 2009, ce qui a causé un recul de 73 M\$ des produits;
- la majoration des prix des marchandises, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, s'est traduite par une hausse de 228 M\$, ce qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base.

Résultats par zones principales

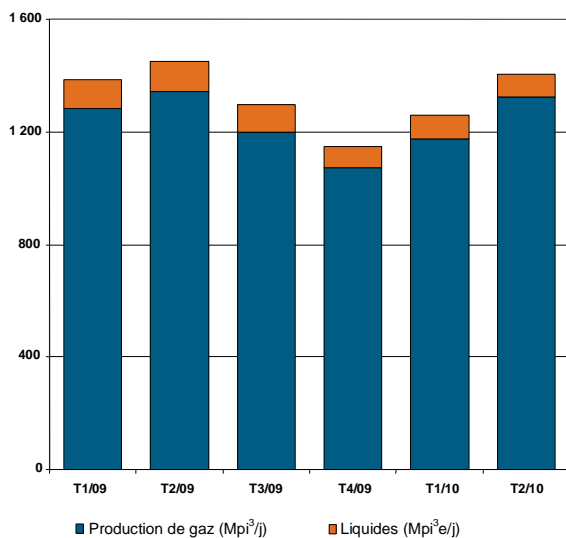
| | Production quotidienne (Mpi ³ e/j) | | Trimestres terminés les 30 juin Dépenses en immobilisations (en M\$) | | Activités de forage (puits nets forés) | |
|---------------------------------|--|--------------|--|---------------|---|-----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| | Greater Sierra ¹⁾ | 247 | 222 | 111 \$ | 42 \$ | 14 |
| Cutbank Ridge ²⁾ | 388 | 344 | 146 | 88 | 18 | 18 |
| Bighorn | 252 | 202 | 82 | 50 | 10 | 14 |
| CBM | 311 | 330 | 34 | 23 | - | 1 |
| Principales zones de ressources | 1 198 | 1 098 | 373 | 203 | 42 | 43 |
| Autres | 210 | 351 | 117 | 122 | - | - |
| Total – Division Canada | 1 408 | 1 449 | 490 \$ | 325 \$ | 42 | 43 |

- 1) Les chiffres de 2010 tiennent compte de Horn River, zone dont la production a été de 24 Mpi³e/j (4 Mpi³e/j en 2009) et pour laquelle les dépenses en immobilisations se sont chiffrées à 82 M\$ (30 M\$ en 2009) et où 4 puits nets ont été forés (6 puits nets en 2009).
- 2) Les chiffres de 2010 tiennent compte de Montney, zone dont la production a été de 260 Mpi³e/j (189 Mpi³e/j en 2009) et pour laquelle les dépenses en immobilisations se sont établies à 110 M\$ (74 M\$ en 2009) et où 15 puits nets ont été forés (16 puits nets en 2009).

| | Production quotidienne (Mpi ³ e/j) | | Semestres terminés les 30 juin Dépenses en immobilisations (en M\$) | | Activités de forage (puits nets forés) | |
|---------------------------------|--|--------------|---|---------------|---|------------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| | Greater Sierra ¹⁾ | 232 | 221 | 252 \$ | 129 \$ | 30 |
| Cutbank Ridge ²⁾ | 354 | 336 | 264 | 196 | 33 | 38 |
| Bighorn | 225 | 187 | 190 | 119 | 25 | 35 |
| CBM | 313 | 319 | 154 | 162 | 295 | 279 |
| Principales zones de ressources | 1 124 | 1 063 | 860 | 606 | 383 | 377 |
| Autres | 209 | 355 | 173 | 256 | 5 | 8 |
| Total – Division Canada | 1 333 | 1 418 | 1 033 \$ | 862 \$ | 388 | 385 |

- 1) Les chiffres de 2010 tiennent compte de Horn River, zone dont la production a été de 18 Mpi³e/j (4 Mpi³e/j en 2009) et pour laquelle les dépenses en immobilisations se sont chiffrées à 192 M\$ (94 M\$ en 2009) et où 10 puits nets ont été forés (8 puits nets en 2009).
- 2) Les chiffres de 2010 tiennent compte de Montney, zone dont la production a été de 230 Mpi³e/j (179 Mpi³e/j en 2009) et pour laquelle les dépenses en immobilisations se sont établies à 218 M\$ (157 M\$ en 2009) et où 30 puits nets ont été forés (32 puits nets en 2009).

Volumes de production



- Le volume de production moyen a diminué de 3 % au deuxième trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 pour s'établir à 1 408 Mpi³e/j. En regard de ce qu'il était un an plus tôt, le volume de production moyen s'est contracté de 6 % dans le premier semestre de 2010 et s'est ainsi situé à 1 333 Mpi³e/j.
- Ces baisses de la production sont attribuables au repli des volumes par suite des cessions, ce qui a été atténué par des programmes de forage fructueux à Bighorn et à Cutbank Ridge. Tant dans le deuxième trimestre que dans le premier semestre de 2010, les volumes ont fléchi de 98 Mpi³e/j en raison des cessions.
- La production moyenne de la division Canada devrait atteindre 1 388 Mpi³e/j pour l'exercice en cours et, de ce volume, 1 200 Mpi³e/j devraient provenir des principales zones de ressources.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations, qui se sont établies à 1 033 M\$ dans le semestre terminé le 30 juin 2010, ont ciblé surtout les principales zones de ressources de la division Canada ainsi que Deep Panuke. Encana prévoit forer 1 050 puits en 2010 dans les principales zones de ressources de cette division.

Division États-Unis

Flux de trésorerie et prix net liés à l'exploitation

| | Trimestres terminés les 30 juin | | | | Semestres terminés les 30 juin | | | |
|--|---------------------------------|---------|-------------------------|---------|--------------------------------|---------|-------------------------|---------|
| | 2010 | | 2009 | | 2010 | | 2009 | |
| (en millions de dollars, sauf les montants par kpi ³ e) | (kpi ³ e/\$) | | (kpi ³ e/\$) | | (kpi ³ e/\$) | | (kpi ³ e/\$) | |
| Produits, déduction faite des redevances et des couvertures | 854 \$ | 4,68 \$ | 515 \$ | 3,21 \$ | 1 962 \$ | 5,32 \$ | 1 181 \$ | 3,58 \$ |
| Gain de couverture réalisé | 224 | | 611 | | 324 | | 1 119 | |
| Charges | | | | | | | | |
| Taxes à la production et impôts miniers | 48 | 0,28 | 15 | 0,10 | 116 | 0,33 | 61 | 0,20 |
| Transport et vente | 166 | 0,94 | 125 | 0,83 | 332 | 0,93 | 248 | 0,79 |
| Exploitation | 121 | 0,60 | 99 | 0,52 | 230 | 0,53 | 214 | 0,51 |
| Flux de trésorerie ou prix net liés à l'exploitation | 743 \$ | 2,86 \$ | 887 \$ | 1,76 \$ | 1 608 \$ | 3,53 \$ | 1 777 \$ | 2,08 \$ |
| Gain de couverture réalisé | | 1,27 | | 4,07 | | 0,91 | | 3,57 |
| Prix net, compte tenu du gain de couverture réalisé | | 4,13 \$ | | 5,83 \$ | | 4,44 \$ | | 5,65 \$ |

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont établis à 743 M\$ et ont baissé de 144 M\$ en raison principalement de la diminution des gains de couverture réalisés et de la montée des charges, ce qui a été atténué par la hausse des prix des marchandises et des volumes de production. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 :

- les gains de couverture réalisés se sont chiffrés à 224 M\$ avant impôts, comparativement à des gains avant impôts de 611 M\$ un an plus tôt;
- les frais de transport et de vente se sont accrus de 41 M\$ à cause essentiellement de l'accroissement des volumes de production et des coûts de transport fixes;
- les taxes à la production et impôts miniers ont augmenté de 33 M\$ en raison surtout de la montée des prix du gaz naturel;
- la majoration des prix des marchandises, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, a engendré une hausse de 267 M\$, ce qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base;
- le volume de production moyen a été de 1 936 Mpi³e/j, soit 285 Mpi³e/j de plus que pour les trois mois correspondants de 2009, ce qui a favorisé une amélioration de 74 M\$ des produits.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont établis à 1 608 M\$ et ont baissé de 169 M\$ en raison principalement de la diminution des gains de couverture réalisés et de l'accroissement des charges, ce qui a été compensé en partie par la hausse des prix des marchandises et des volumes de production. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010 :

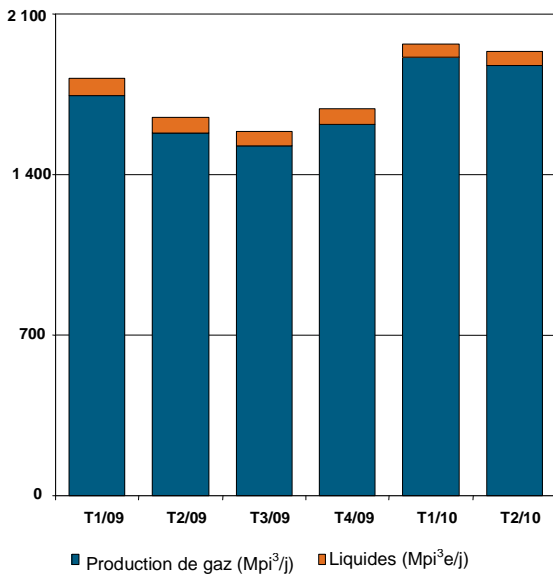
- les gains de couverture réalisés se sont chiffrés à 324 M\$ avant impôts, comparativement à des gains avant impôts de 1 119 M\$ un an plus tôt;
- les frais de transport et de vente ont monté de 84 M\$ à cause essentiellement de l'accroissement des volumes de production et des coûts de transport fixes;
- les taxes à la production et impôts miniers ont augmenté de 55 M\$ en raison surtout de la majoration des prix du gaz naturel;
- la hausse des prix des marchandises, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, a engendré une hausse de 635 M\$, ce qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base;
- le volume de production moyen a été de 1 971 Mpi³e/j, soit 238 Mpi³e/j de plus que celui des six mois correspondants de 2009, ce qui a entraîné une amélioration de 140 M\$ des produits.

Résultats par zones principales

| | Trimestres terminés les 30 juin | | | | | |
|---------------------------------|--|--------------|---|---------------|---|------------|
| | Production quotidienne (Mpi ³ e/j) | | Dépenses en immobilisations (en M\$) | | Activités de forage (puits nets forés) | |
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Jonah | 574 | 607 | 98 \$ | 66 \$ | 31 | 30 |
| Piceance | 470 | 365 | 35 | 16 | 29 | 35 |
| East Texas | 369 | 304 | 54 | 81 | 3 | 11 |
| Haynesville | 269 | 54 | 291 | 134 | 21 | 11 |
| Fort Worth | 123 | 141 | 25 | 21 | 9 | 6 |
| Principales zones de ressources | 1 805 | 1 471 | 503 | 318 | 93 | 93 |
| Autres | 131 | 180 | 93 | 56 | 16 | 15 |
| Total | 1 936 | 1 651 | 596 \$ | 374 \$ | 109 | 108 |

| | Semestres terminés les 30 juin | | | | | |
|---------------------------------|--|--------------|---|---------------|---|------------|
| | Production quotidienne (Mpi ³ e/j) | | Dépenses en immobilisations (en M\$) | | Activités de forage (puits nets forés) | |
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Jonah | 585 | 632 | 182 \$ | 196 \$ | 59 | 65 |
| Piceance | 476 | 382 | 58 | 85 | 62 | 88 |
| East Texas | 403 | 356 | 106 | 216 | 6 | 26 |
| Haynesville | 232 | 40 | 529 | 220 | 41 | 20 |
| Fort Worth | 133 | 147 | 36 | 71 | 16 | 22 |
| Principales zones de ressources | 1 829 | 1 557 | 911 | 788 | 184 | 221 |
| Autres | 142 | 176 | 157 | 160 | 27 | 28 |
| Total | 1 971 | 1 733 | 1 068 \$ | 948 \$ | 211 | 249 |

Volumes de production



- Le volume de production moyen a augmenté de 17 % au deuxième trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, pour s'établir à 1 936 Mpi³e/j. En regard de ce qu'il était un an plus tôt, le volume de production moyen s'est accru de 14 % dans le premier semestre de 2010 et s'est ainsi situé à 1 971 Mpi³e/j.
- Ces augmentations de la production sont essentiellement attribuables aux résultats fructueux des travaux de forage et d'exploitation 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 une diminution des volumes de 56 Mpi³e/j dans le deuxième trimestre et de 40 Mpi³e/j dans le premier semestre de 2010 à cause des cessions.
- Les volumes de production du deuxième trimestre de 2010 ont baissé de 71 Mpi³e/j depuis le premier trimestre de 2010 en raison surtout des cessions et de l'exploitation de la pleine capacité de production au premier trimestre de 2010 par suite de la réalisation d'une production qui avait été suspendue auparavant.
- La production moyenne de la division États-Unis devrait atteindre 1 975 Mpi³e/j pour l'exercice en cours et, de ce volume, 1 830 Mpi³e/j devraient provenir des principales zones de ressources.

Dépenses en immobilisations

Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, les dépenses en immobilisations se sont chiffrées à 1 068 M\$, et ont été concentrées dans Haynesville ainsi que dans d'autres principales zones de ressources de la division États-Unis. Encana prévoit forer un total de 385 puits en 2010 dans les principales zones de ressources de cette division.

Canada – Autres

La division Canada – Autres comprend les actifs en amont qui relevaient auparavant 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.

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | | Semestres terminés les 30 juin | | |
|---|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Produits, déduction faite des redevances et des couvertures | - \$ | - \$ | 860 \$ | - \$ | - \$ | 1 587 \$ |
| Gain de couverture réalisé | - | - | 303 | - | - | 544 |
| Charges | | | | | | |
| Taxes à la production et impôts miniers | - | - | 11 | - | - | 21 |
| Transport et vente | - | - | 158 | - | - | 291 |
| Exploitation | - | - | 158 | - | - | 314 |
| Produits achetés | - | - | (18) | - | - | (31) |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | - \$ | - \$ | 854 \$ | - \$ | - \$ | 1 536 \$ |

Activités d'optimisation des marchés

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | | Semestres terminés les 30 juin | | |
|--|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Produits | 170 \$ | 166 \$ | 366 \$ | 398 \$ | 474 \$ | 858 \$ |
| Charges | | | | | | |
| Exploitation | 5 | 4 | 7 | 14 | 9 | 15 |
| Produits achetés | 160 | 159 | 356 | 371 | 456 | 829 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 5 | 3 | 3 | 13 | 9 | 14 |
| Amortissement et épuisement | 3 | 2 | 4 | 6 | 5 | 9 |
| Bénéfice sectoriel | 2 \$ | 1 \$ | (1) \$ | 7 \$ | 4 \$ | 5 \$ |

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, ce qui lui permet d'accroître la vente de sa production.

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

Activités non sectorielles et autres

Bénéfice sectoriel

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | | Semestres terminés les 30 juin | | |
|-----------------------------|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Produits | (503) \$ | (866) \$ | (1 113) \$ | 886 \$ | (817) \$ | (980) \$ |
| Charges | | | | | | |
| Exploitation | (9) | - | 3 | (6) | 10 | 29 |
| Amortissement et épuisement | 16 | 17 | 28 | 32 | 34 | 55 |
| Bénéfice sectoriel | (510) \$ | (883) \$ | (1 144) \$ | 860 \$ | (861) \$ | (1 064) \$ |

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. Les charges d'exploitation du premier semestre de 2010 découlent principalement de pertes évaluées à la valeur de marché sur des contrats de production d'électricité à long terme. La charge d'amortissement et d'épuisement tient compte des actifs non sectoriels comme le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

Sommaire des gains (pertes) de couverture latent(e)s

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | | Semestres terminés les 30 juin | | |
|---|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Produits | | | | | | |
| Gaz naturel | (540) \$ | (869) \$ | (1 099) \$ | 819 \$ | (819) \$ | (941) \$ |
| Pétrole brut | 22 | 1 | (15) | 30 | 1 | (40) |
| | (518) | (868) | (1 114) | 849 | (818) | (981) |
| Charges | (7) | - | 4 | (3) | 7 | 26 |
| | (511) | (868) | (1 118) | 852 | (825) | (1 007) |
| Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices | (171) | (298) | (368) | 280 | (293) | (346) |
| Gains (pertes) de couverture latent(e)s, après impôts | (340) \$ | (570) \$ | (750) \$ | 572 \$ | (532) \$ | (661) \$ |

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. Ces contrats ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date des états financiers. Toute variation de la juste valeur donne lieu à un gain ou à une perte qui est pris en compte dans les produits du secteur Activités non sectorielles et est attribuable à la volatilité, entre les différentes périodes, des courbes 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

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | | Semestres terminés les 30 juin | | |
|---|---------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 ¹⁾ | Chiffres consolidés 2009 | 2010 | Chiffres pro forma 2009 ¹⁾ | Chiffres consolidés 2009 |
| Administration | 107 \$ | 87 \$ | 114 \$ | 189 \$ | 150 \$ | 193 \$ |
| Intérêts, montant net | 131 | 80 | 83 | 261 | 148 | 141 |
| Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations | 11 | 10 | 18 | 23 | 18 | 35 |
| (Gain) perte de change, montant net | 266 | (179) | (61) | 122 | (80) | (3) |
| (Gain) perte à la cession de participations | 1 | 3 | 3 | - | 2 | 2 |
| Charges totales | 516 \$ | 1 \$ | 157 \$ | 595 \$ | 238 \$ | 368 \$ |

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 des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

Les charges totales du secteur Activités non sectorielles se sont établies à 516 M\$, en hausse de 515 M\$ par rapport aux charges pro forma de 2009 en raison des pertes de change et de l'augmentation des frais d'administration et des intérêts. Dans le trimestre terminé le 30 juin 2010 :

- des pertes de change de 266 M\$ ont été inscrites, alors que des gains de change de 179 M\$ avaient été constatés en 2009. Ces gains et pertes sont 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;
- les intérêts débiteurs ont été plus élevés en raison surtout du fait que la valeur comptable de la dette utilisée pour déterminer les intérêts pro forma était inférieure un an plus tôt;
- les frais d'administration ont augmenté principalement en raison des coûts de transition et de la hausse du taux de change entre les dollars américain et canadien.

Les charges totales du secteur Activités non sectorielles ont augmenté de 359 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.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

Les charges totales du secteur Activités non sectorielles se sont établies à 595 M\$, en hausse de 357 M\$ par rapport aux charges pro forma de 2009 en raison des pertes de change et de l'augmentation des frais d'administration et des intérêts débiteurs. Dans le semestre terminé le 30 juin 2010 :

- des pertes de change de 122 M\$ ont été subies, alors que des gains de change de 80 M\$ avaient été inscrits en 2009. Ces gains et pertes sont 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;
- les intérêts débiteurs se sont accrus en raison surtout du fait que la valeur comptable de la dette utilisée pour déterminer les intérêts pro forma était inférieure un an plus tôt;
- les frais d'administration ont augmenté principalement en raison des coûts de transition et de la hausse du taux de change entre les dollars américain et canadien, facteurs contrebalancés en partie par la réduction des coûts de rémunération à long terme.

Les charges totales du secteur Activités non sectorielles ont augmenté de 227 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

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | | Semestres terminés les 30 juin | | |
|---|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Impôts exigibles | (104) \$ | 83 \$ | 328 \$ | (92) \$ | 202 \$ | 567 \$ |
| Impôts futurs | 76 | (108) | (272) | 502 | 28 | (212) |
| Total des impôts sur les bénéfices | (28) \$ | (25) \$ | 56 \$ | 410 \$ | 230 \$ | 355 \$ |

La charge d'impôts sur les bénéfices a totalisé 410 M\$ au premier semestre de 2010, affichant ainsi une hausse de 180 M\$ par rapport aux chiffres pro forma de la période correspondante en 2009 par suite surtout de l'accroissement du bénéfice avant impôts attribuable principalement à l'incidence nette des couvertures réalisées et latentes.

Les impôts exigibles ont baissé de 294 M\$ sur une base pro forma, ce qui s'est soldé par une économie de ces impôts de 92 M\$. Ce résultat traduit la baisse des impôts exigibles en lien avec le repli des gains de couverture réalisés, facteur partiellement contrebalancé par une augmentation de ces impôts à cause de la hausse du bénéfice imposable, compte non tenu des gains de couverture réalisés.

Dans les six premiers mois de 2010, le total de la charge d'impôts sur les bénéfices a progressé de 55 M\$ par rapport aux chiffres consolidés de 2009, et ce, essentiellement en raison des facteurs décrits ci-dessus et de l'inclusion des résultats de Cenovus dans les chiffres comparatifs consolidés de 2009.

Pour les semestres terminés les 30 juin, le taux d'imposition effectif d'Encana a été d'environ 30 % en 2010, 29 %, sur une base pro forma, en 2009 et 23 %, après consolidation, en 2009. Le taux d'imposition 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 qui est attendu 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 au titre des changements de 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 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

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | | Semestres terminés les 30 juin | | |
|--|---------------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 | 2010 | Chiffres pro forma 2009 | Chiffres consolidés 2009 |
| Canada | 313 \$ | 288 \$ | 523 \$ | 600 \$ | 561 \$ | 1 007 \$ |
| États-Unis | 482 | 379 | 379 | 976 | 795 | 795 |
| Optimisation des marchés | 3 | 2 | 4 | 6 | 5 | 9 |
| Activités non sectorielles et autres | 16 | 17 | 28 | 32 | 34 | 55 |
| Total de la charge d'amortissement et d'épuisement | 814 \$ | 686 \$ | 934 \$ | 1 614 \$ | 1 395 \$ | 1 866 \$ |

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 des trimestres et semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

La charge d'amortissement et d'épuisement a totalisé 814 M\$ au deuxième trimestre de 2010 et 1 614 M\$ dans le premier semestre de ce même exercice, en hausse de 128 M\$ et 219 M\$, respectivement, par rapport aux chiffres pro forma des périodes correspondantes de 2009. Ces hausses ont résulté de l'accroissement des volumes de production, de la hausse du taux de change entre les dollars américain et canadien et de l'augmentation du taux d'épuisement.

Par rapport aux chiffres consolidés de 2009, la charge d'amortissement et d'épuisement a diminué de 120 M\$ et de 252 M\$ au deuxième trimestre et au premier semestre de 2010, respectivement, en raison essentiellement 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 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 bénéfice net provenant des activités abandonnées avait été de 28 M\$ au deuxième trimestre de 2009, et une perte de 1 M\$ avait été subie dans le premier semestre de 2009.

Situation de trésorerie et sources de financement

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|---|---------------------------------|----------|--------------------------------|----------|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| Flux de trésorerie nets liés aux | | | | |
| Activités d'exploitation | 893 \$ | 1 961 \$ | 121 \$ | 3 752 \$ |
| Activités d'investissement | (1 073) | (1 317) | (2 113) | (3 101) |
| Activités de financement | (325) | (956) | (790) | (749) |
| Gain (perte) de change sur la trésorerie et ses équivalents libellés en devises | (8) | 9 | (12) | 5 |
| Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents | (513) \$ | (303) \$ | (2 794) \$ | (93) \$ |
| Flux de trésorerie nets pro forma liés aux activités d'exploitation | | 1 121 \$ | | 2 565 \$ |

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie nets pro forma liés aux activités d'exploitation ont diminué de 228 M\$ et de 2 444 M\$ au deuxième trimestre et au premier semestre de 2010 comparativement aux mêmes périodes de 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 le premier semestre de 2010, cette variation, soit (2 200) M\$, reflète un versement d'impôts non récurrent de 1 775 M\$, lequel a englobé les impôts supplémentaires engagés en 2009 en lien avec la liquidation de la société de personnes active dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada, liquidation qui a fait suite à l'opération de scission.

Compte non tenu de l'incidence des actifs et passifs à court terme liés à la gestion des risques, le fonds de roulement positif de la Société s'élevait à 758 M\$ au 30 juin 2010, comparativement à 1 348 M\$ au 31 décembre 2009. Encana s'attend à continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

Durant le premier semestre de 2010, les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont diminué de 988 M\$ par rapport à ceux de 2009. En 2009, les activités d'investissement avaient compris l'engagement de dépenses en immobilisations de 944 M\$ en rapport avec l'exploitation de Cenovus.

Dans les six premiers mois de 2010, les dépenses en immobilisations consenties aux divisions Canada et États-Unis ont augmenté de 291 M\$ et le montant des cessions s'est accru de 306 M\$. Les raisons de ces variations 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

Le montant net des émissions de titres d'emprunt à long terme a été de néant au premier semestre de 2010, comparativement à un remboursement net de 169 M\$ pour la même période en 2009. La dette à long terme totale d'Encana, y compris sa partie à court terme, s'établissait à 7 753 M\$ au 30 juin 2010, contre 7 768 M\$ au 31 décembre 2009.

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

Au 30 juin 2010, Encana disposait de facilités de crédit bancaires engagées inutilisées de 4,8 G\$.

- Encana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 4,5 G\$ CA (4,2 G\$) qui reste engagée jusqu'en octobre 2012.
- L'une des filiales américaines d'Encana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 565 M\$ qui reste engagée jusqu'en février 2013.

Au 30 juin 2010, la capacité inutilisée dont disposait Encana en vertu de prospectus préalables s'élevait à 5,9 G\$.

- Encana dispose d'un prospectus préalable visant l'émission, de temps à autre, de titres d'emprunt au Canada jusqu'à concurrence de 2,0 G\$ CA ou l'équivalent en monnaies étrangères. Au 30 juin 2010, le montant inutilisé aux termes de ce prospectus s'élevait à 2,0 G\$ CA (1,9 G\$), sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. Ce prospectus expire en juin 2011.

- Le 1^{er} avril 2010, Encana a renouvelé un prospectus préalable visant l'émission, de temps à autre, de titres d'emprunt aux États-Unis jusqu'à concurrence de 4,0 G\$ ou de son équivalent en monnaies étrangères. Au 30 juin 2010, le montant inutilisé aux termes de ce prospectus s'élevait à 4,0 G\$, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. Ce prospectus préalable expire 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 qu'elle continuera de s'y conformer.

Notations

Encana maintient des cotes de crédit de première qualité à l'égard de sa dette non garantie de premier rang. Le tableau ci-dessous présente les notations et les perspectives des titres d'emprunt de la Société au 30 juin 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 (low) |
| Perspectives | Stable | Stable | Stable |

Offre publique de rachat d'actions (« OPRA ») dans le cours normal des activités

Encana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter jusqu'à 37,5 millions environ de ses actions ordinaires aux termes d'une OPRA, qui a débuté le 14 décembre 2009 et qui prendra fin le 13 décembre 2010. Au 30 juin 2010, la Société avait, aux termes de l'OPRA en cours, 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, aux termes de l'OPRA en cours et de l'OPRA antérieure, Encana n'a racheté aucune action ordinaire. 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 selon ce que décide le conseil d'administration. Les versements de dividendes ont totalisé 147 M\$ (0,20 \$ par action) au deuxième trimestre de 2010 et 296 M\$ (0,40 \$ par action) dans le semestre terminé le 30 juin 2010.

Ratios financiers

Les ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté sont deux ratios qu'utilise la direction comme mesures de la santé financière générale de la Société afin de 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 fois.

| | 30 juin 2010 | 31 décembre 2009 | |
|---|--------------|--------------------|---------------------|
| | | Chiffres pro forma | Chiffres consolidés |
| Ratio dette/capitaux permanents ^{1), 2)} | 32 % | 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 non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

3) Calculé pour les 12 derniers mois. Ratio dette/BAIIA ajusté pro forma au 30 juin 2010.

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.

Risques financiers

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 dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par le conseil d'administration. Toutes les conventions visant des dérivés financiers sont conclues avec d'importantes institutions financières au Canada et aux États-Unis ou avec des contreparties jouissant de cotes de solvabilité de première qualité. Les risques financiers englobent les prix du marché pour le gaz naturel, ainsi que le risque de crédit et le risque de liquidité.

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.

Les risques de contrepartie et de crédit font l'objet d'une gestion régulière et proactive. Une part substantielle des comptes débiteurs de la Société 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.

La Société gère le risque de liquidité au moyen de programmes de gestion de la trésorerie et de la dette, 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. Encana surveille de près sa capacité à accéder à du crédit à des conditions avantageuses et à disposer de liquidités suffisantes pour financer ses dépenses en immobilisations ainsi que le versement de dividendes.

Risques liés à l'exploitation

La capacité de la Société d'exercer ses activités, de générer des flux de trésorerie, de mener à bien ses projets et d'évaluer les réserves est tributaire des risques financiers, y compris les prix des marchandises dont il a été fait mention, le maintien de la demande de ses produits et d'autres facteurs de risque qui échappent à son contrôle, tels le contexte général des affaires et les conditions des marchés, les récessions et les perturbations des marchés des capitaux, la capacité d'obtenir et de conserver un financement avantageux pour remplir ses engagements, les questions environnementales et réglementaires, les augmentations de coûts imprévues, les redevances, les impôts, la disponibilité du matériel de forage et d'autres pièces de matériel, la capacité d'accéder à des terrains, 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'oeuvre qualifiée et la qualité des réservoirs. Pour atténuer ces risques et dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la Société sont évalués à la lumière de tous les risques, y compris le risque géologique et le risque technique. Lorsqu'elle prend des décisions en matière d'exploitation et d'investissement, Encana a recours à un modèle de gestion qui lui donne la marge de manoeuvre nécessaire au chapitre de la répartition des capitaux pour optimiser les investissements axés sur les rendements des projets, la création de valeur à long terme et l'atténuation des risques. Encana réduit également les risques liés à l'exploitation au moyen d'autres politiques, systèmes et processus ainsi que par la mise en oeuvre d'un programme d'assurance exhaustif.

Risques liés à la sécurité, à l'environnement et à la 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. La Société a à coeur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes, notamment aux autorités de réglementation. 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 publics. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités quotidiennes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. La Société a adopté des plans d'urgence afin de pouvoir intervenir rapidement en cas d'accident écologique et elle applique des stratégies de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement.

Il y a lieu de se reporter au rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 pour une analyse exhaustive de la gestion des risques.

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 aura une incidence 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 pas eu d'incidence importante 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 pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'Encana.

Les chapitres du *Manuel* de l'ICCA indiqués ci-dessus convergent avec les Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Encana sera tenue de présenter ses résultats conformément aux IFRS à compter de 2011.

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

La Société met en œuvre un plan de transition afin d'adopter les IFRS d'ici le 1^{er} janvier 2011, ce qui comprend 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 30 juin 2010, Encana avait accompli 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 des 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 actuels en matière de contrôle interne. 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 parties prenantes internes ont été dispensées et continueront de l'être en 2010.

Encana est en voie de parachever 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 est en voie de préparer les ajustements, conformément aux IFRS, à apporter au 31 mars 2010. Ses vérificateurs externes ont entrepris l'examen de ses conventions comptables préliminaires et conformes aux IFRS ainsi que l'incidence du bilan d'ouverture dressé selon les IFRS. Les répercussions quantitatives de ces changements 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 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 bénéfices. 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.

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 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 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 prévaut de l'exemption prévue dans l'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 équivalaient 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.

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.

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.

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 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.

Impôts sur les bénéfices

Au moment 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 pourraient avoir sur elle.

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 sera reclassé dans les bénéfices non répartis le 1^{er} janvier 2010. Par conséquent, il n'y aura pas de retraitement rétrospectif 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 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.

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 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 pour fournir aux investisseurs une information plus comparable entre les périodes.

Le bénéfice d'exploitation se définit comme étant le 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.

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles constituent 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 cessions. La direction s'en sert pour déterminer les fonds disponibles pour d'autres activités d'investissement, les dividendes et d'autres activités de financement.

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> | <u>Trimestres terminés les</u> 30 juin 2009 | <u>Semestres terminés les</u> 30 juin 2009 |
|--|--|---|
| Flux de trésorerie | 2 153 \$ | 4 097 \$ |
| Moins : données financières détachées de Cenovus ¹⁾ | 811 | 1 406 |
| Ajouter (déduire) les ajustements pro forma | 88 | 126 |
| Flux de trésorerie pro forma | 1 430 \$ | 2 817 \$ |
| Montants par action | | |
| Flux de trésorerie consolidés - résultat de base | 2,87 \$ | 5,46 \$ |
| - résultat dilué | 2,87 \$ | 5,46 \$ |
| Flux de trésorerie pro forma - résultat de base | 1,90 \$ | 3,75 \$ |
| - résultat dilué | 1,90 \$ | 3,75 \$ |

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> | <u>Trimestres terminés les</u> 30 juin 2009 | <u>Semestres terminés les</u> 30 juin 2009 |
|--|--|---|
| Bénéfice d'exploitation | 917 \$ | 1 865 \$ |
| Moins : données financières détachées de Cenovus ¹⁾ | 447 | 778 |
| Ajouter (déduire) les ajustements pro forma | 2 | (71) |
| Bénéfice d'exploitation pro forma | 472 \$ | 1 016 \$ |
| Montants par action | | |
| Bénéfice d'exploitation consolidé - résultat dilué | 1,22 \$ | 2,48 \$ |
| Bénéfice d'exploitation pro forma - résultat dilué | 0,63 \$ | 1,35 \$ |

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> | <u>Trimestres terminés les</u> 30 juin 2009 | <u>Semestres terminés les</u> 30 juin 2009 |
|--|--|---|
| Bénéfice net | 239 \$ | 1 201 \$ |
| Moins : données financières détachées de Cenovus ¹⁾ | 149 | 561 |
| Ajouter (déduire) les ajustements pro forma | 2 | (71) |
| Bénéfice net pro forma | 92 \$ | 569 \$ |
| Montants par action | | |
| Bénéfice net consolidé - résultat de base | 0,32 \$ | 1,60 \$ |
| - résultat dilué | 0,32 \$ | 1,60 \$ |
| Bénéfice net pro forma - résultat de base | 0,12 \$ | 0,76 \$ |
| - résultat dilué | 0,12 \$ | 0,76 \$ |

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 : le doublement projeté, sur une base par action, de la production de la Société au cours des cinq prochaines années; le niveau prévu 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; la capacité de la Société de concrétiser ses prévisions pour 2010; les projections quant à la suffisance de la provision pour impôts de la Société; les projections touchant la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques; 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 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 2010 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; 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; 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 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 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 actuelle et prévue de différentes zones de ressources existantes, 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 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 2010 sont fondés sur une production moyenne de pétrole et de gaz pour 2010 d'environ 3,365 milliards de pieds cubes équivalents (« Gpi³e ») par jour (« Gpi³e/j »), des prix du gaz naturel de 5,00 \$ 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 740 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 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 21 juillet 2010 qui peut être consulté sur son site Web 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 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 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 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, 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 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.