



EnCana Corporation

Rapport de gestion

pour le trimestre terminé le 30 juin 2009

(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 (« états financiers consolidés intermédiaires ») du trimestre terminé le 30 juin 2009 ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Enoncés prospectifs », qui figure à la fin du présent rapport de gestion.

Les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars américains (« US »), sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Le présent rapport de gestion est en date du 22 juillet 2009.

Certains termes employés dans le présent rapport sont définis dans l'information fournie sur le pétrole et le gaz naturel, les devises, les mesures non conformes aux PCGR ainsi que la définition d'EnCana contenue sous la rubrique « Mise en garde », qui figure à la fin du présent rapport.

Stratégie financière d'EnCana dans le contexte économique actuel

Même si la situation économique s'est légèrement améliorée depuis le début de 2009, le contexte économique actuel est difficile et incertain sur fond de récession mondiale, de faiblesse des prix des marchandises et de marchés financiers volatils. Dans ce contexte, EnCana accorde la priorité à ses objectifs clés qui consistent à maintenir une situation financière solide, à générer des flux de trésorerie disponibles considérables, à optimiser davantage ses investissements et à continuer de verser un dividende stable à ses actionnaires. Cette stratégie d'investissement prudente est soutenue par un solide bilan et une démarche d'atténuation des risques liés au marché selon laquelle EnCana a couvert environ les deux tiers de sa production de gaz naturel prévue jusqu'en octobre 2009 à un prix équivalent moyen NYMEX de 9,13 \$ le kpi³ et, en date du 30 juin 2009, environ 1,7 milliard de pieds cubes par jour (Gpi³/j) en vertu de contrats à prix fixe de novembre 2009 à octobre 2010 à un prix équivalent moyen NYMEX de 6,16 \$ le kpi³. Des mesures supplémentaires contenues dans le programme de gestion des risques d'EnCana sont décrites plus en détail à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion. Au cours du premier semestre de 2009, EnCana a tiré parti de son programme de couvertures du prix des marchandises, qui s'est traduit par des gains réalisés sur les couvertures de 1,6 G \$ après impôts.

Fort de son bilan très sain, EnCana continue de faire appel à une structure du capital prudente. En date du 30 juin 2009, 88 % de l'encours de la dette d'EnCana se composait d'emprunts à long terme à taux fixe assortis d'une échéance moyenne de plus de 13 ans. Les échéances à court terme s'établissent à 250 M\$ en 2009 et à 200 M\$ en 2010. En date du 30 juin 2009, EnCana disposait de montants non utilisés en vertu de prospectus préalables, dont la disponibilité dépend des conditions du marché, jusqu'à concurrence de 5,2 G\$, et de facilités de crédit bancaires engagées non utilisées de 3,4 G\$. EnCana vise un ratio dette/capitaux permanents de moins de 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de moins de 2,0 fois. Au 30 juin 2009, le ratio dette/capitaux permanents s'établissait à 27 % et le ratio dette/BAIIA ajusté, à 0,7 fois.

De plus, EnCana continue à surveiller les dépenses et les programmes d'investissement. Compte tenu de la conjoncture actuelle, EnCana vise à mettre en œuvre une stratégie d'investissement prudente et flexible en 2009 et a élaboré un programme assez souple en 2009 pour ajuster les investissements selon l'évolution de la situation économique au cours de l'année. Pour de plus amples renseignements sur les investissements prévus pour 2009, voir la section Corporate Guidance du site Web d'EnCana à www.encana.com.

Activités d'EnCana

EnCana est une société de gaz naturel non classique et d'exploitation intégrée de pétrole occupant une place de chef de file en Amérique du Nord.

EnCana a défini ses activités poursuivies dans les secteurs isolables suivants :

- Le secteur **Canada** comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides du gaz naturel (« LGN ») de la Société ainsi que d'autres activités connexes faisant partie du centre de coûts canadien.
- Le secteur **États-Unis** comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel et de LGN de la Société ainsi que d'autres activités connexes faisant partie du centre de coûts américain.

- Le secteur **Raffinage en aval** se concentre sur le raffinage de pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis et détenues en parts égales avec ConocoPhillips.
- Le secteur **Activités d'optimisation des marchés** s'occupe principalement de la vente de la production appartenant à la Société. Ses résultats sont inclus dans les secteurs Canada et États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers, qui offrent une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, au type de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Ces activités sont présentées dans le secteur Activités d'optimisation des marchés.
- Le secteur **Activités non sectorielles et autres activités** comprend principalement les gains ou les pertes latents inscrits relativement aux instruments financiers dérivés. Une fois les montants réglés, les gains et les pertes réalisés sont inscrits dans le secteur d'exploitation auquel se rattache l'instrument dérivé.

Le secteur Activités d'optimisation des marchés vend pratiquement toute 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 sectorielle est présentée après éliminations.

EnCana a une structure de prise de décision et de communication de l'information décentralisée. Par conséquent, ses divisions sont structurées comme suit :

- La division **Plaines canadiennes** englobe les actifs d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel et de pétrole brut situés dans l'est de l'Alberta et en Saskatchewan.
- La division **Contreforts canadiens** englobe les actifs d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel situés dans l'ouest de l'Alberta et en Colombie-Britannique ainsi que les actifs en mer canadiens de la Société.
- La division **États-Unis** englobe les actifs d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel situés aux États-Unis et comprend le secteur États-Unis décrit plus haut.
- La division **Activités pétrolières intégrées** regroupe les secteurs Activités pétrolières intégrées - Canada et Raffinage en aval. Le secteur Activités pétrolières intégrées - Canada comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de bitume au moyen de méthodes de récupération perfectionnées. Le secteur Activités pétrolières intégrées - Canada se compose des participations d'EnCana dans FCCL Partnership, détenue en propriété conjointe avec ConocoPhillips, les actifs de gaz naturel à Athabasca et d'autres participations dans les activités de bitume.

Comparaison des résultats de 2009 et de 2008

Au deuxième trimestre de 2009, par rapport au deuxième trimestre de 2008, EnCana :

- a inscrit une diminution de 25 % des flux de trésorerie, qui ont atteint 2 153 M\$, en raison principalement de la baisse des prix des marchandises, partiellement contrebalancée par des gains réalisés sur les couvertures de 900 M\$ après impôts et une baisse des dépenses;
- a constaté une diminution de 38 % du bénéfice d'exploitation, qui est passé à 917 M\$;
- a constaté une diminution de 80 % du bénéfice net, qui a atteint 239 M\$, en raison surtout de la baisse des prix des marchandises. Le bénéfice net de la période comprend des gains réalisés sur les couvertures de 900 M\$ après impôts qui ont été largement contrebalancés par la reprise de gains de couverture établis à la valeur de marché latents accumulés, après impôts, constatés au cours de périodes antérieures déduits de gains latents supplémentaires sur les couvertures après impôts découlant principalement de nouveaux contrats conclus pendant le trimestre;
- a inscrit des flux de trésorerie disponibles de 1 075 M\$, contre 1 171 M\$ en 2008;
- a enregistré une production totale de 4 602 millions de pieds cubes équivalents (« Mpi³e ») par jour (« Mpi³e/j »), qui est restée relativement inchangée;
- a enregistré une diminution de 1 % de la production de ses principales zones de ressources de gaz naturel et une augmentation de 27 % de celles de pétrole;
- a enregistré une diminution de 68 % des prix moyens du gaz naturel, sans tenir compte des opérations de couverture, qui sont passés à 3,12 \$ le millier de pieds cubes (« kpi³ »), et une baisse de 52 % des prix moyens des LGN, sans tenir compte des opérations de couverture, qui ont atteint 49,14 \$ le baril (« b »);
- après le deuxième trimestre, EnCana a conclu un accord visant la vente de certaines propriétés productrices de gaz naturel et de pétrole secondaires en Alberta, pour un montant approximatif de 632 M\$.

Au premier semestre de 2009, par rapport au premier semestre de 2008, EnCana :

- a inscrit une diminution de 22 % des flux de trésorerie, qui ont atteint 4 097 M\$, en raison principalement de la baisse des prix des marchandises, partiellement contrebalancée par des gains réalisés sur les couvertures de 1 599 M\$ après impôts et par une baisse des dépenses;
- a constaté une diminution de 26 % du bénéfice d'exploitation, qui est passé à 1 865 M\$;
- a constaté une diminution de 9 % du bénéfice net, qui a atteint 1 201 M\$, en raison surtout de la baisse des prix des marchandises. Le bénéfice net de la période comprend des gains réalisés sur les couvertures de 1 599 M\$ après impôts qui ont été contrebalancés par la reprise de gains de couverture établis à la valeur de marché latents accumulés, après impôts, constatés au cours de périodes antérieures déduits de gains latents supplémentaires sur les couvertures après impôts découlant principalement de nouveaux contrats conclus pendant le deuxième trimestre;
- a inscrit des flux de trésorerie disponibles de 1 511 M\$, contre 1 711 M\$ en 2008;
- a enregistré une augmentation de 1 % de la production totale qui a atteint 4 638 Mpi³e/j;
- a enregistré une hausse de 3 % de la production de ses principales zones de ressources de gaz naturel et une augmentation de 16 % de celles de pétrole;
- a enregistré une diminution de 58 % des prix moyens du gaz naturel, sans tenir compte des opérations de couverture, qui sont passés à 3,68 \$ le kpi³, et une baisse de 54 % des prix moyens des LGN, sans tenir compte des opérations de couverture, qui ont atteint 40,81 \$ le baril;
- après le deuxième trimestre, EnCana a conclu un accord visant la vente de certaines propriétés productrices de gaz naturel et de pétrole secondaires en Alberta, pour un montant approximatif de 632 M\$.

Contexte commercial

Les résultats financiers d'EnCana sont grandement influencés par les fluctuations du prix des marchandises, dont les écarts de prix, les marges de craquage et le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. EnCana a pris des mesures visant à réduire le risque lié aux prix par l'entremise d'un programme de couverture des prix des marchandises. De plus amples renseignements sur ce programme figurent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2008 et la note 16 des 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.

Prix et taux de change de référence trimestriels

| (moyenne pour la période) | Semestres terminés les 30 juin | | 2009 | | 2008 | | | | 2007 | |
|--|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 2009 | 2008 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 |
| Prix de référence du gaz naturel | | | | | | | | | | |
| Prix AECO (\$ CA/kpi ³) | 4,65 \$ | 8,24 \$ | 3,66 \$ | 5,63 \$ | 6,79 \$ | 9,24 \$ | 9,35 \$ | 7,13 \$ | 6,00 \$ | 5,61 \$ |
| Prix NYMEX (\$/Mbtu) | 4,19 | 9,48 | 3,50 | 4,89 | 6,94 | 10,24 | 10,93 | 8,03 | 6,97 | 6,16 |
| Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu) | 2,84 | 7,79 | 2,37 | 3,31 | 3,53 | 5,88 | 8,56 | 7,02 | 3,46 | 2,94 |
| Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu) | 3,82 | 9,16 | 3,44 | 4,21 | 6,37 | 9,98 | 10,58 | 7,73 | 6,64 | 5,89 |
| Écart de base (\$/Mbtu) | | | | | | | | | | |
| AECO/NYMEX | 0,37 | 1,28 | 0,39 | 0,35 | 1,10 | 1,28 | 1,71 | 0,84 | 0,85 | 0,84 |
| Rocheuses/NYMEX | 1,35 | 1,69 | 1,13 | 1,58 | 3,41 | 4,36 | 2,37 | 1,01 | 3,50 | 3,22 |
| Texas/NYMEX | 0,37 | 0,32 | 0,06 | 0,68 | 0,58 | 0,26 | 0,35 | 0,30 | 0,33 | 0,27 |
| Prix de référence du pétrole brut | | | | | | | | | | |
| West Texas Intermediate (WTI) (\$/b) | | | | | | | | | | |
| | 51,68 | 111,12 | 59,79 | 43,31 | 59,08 | 118,22 | 123,80 | 97,82 | 90,50 | 75,15 |
| Western Canadian Select (WCS) (\$/b) | | | | | | | | | | |
| | 43,50 | 89,58 | 52,37 | 34,38 | 39,95 | 100,22 | 102,18 | 76,37 | 56,85 | 52,71 |
| Écart WTI/WCS (\$/b) | | | | | | | | | | |
| | 8,18 | 21,54 | 7,42 | 8,93 | 19,13 | 18,00 | 21,62 | 21,45 | 33,65 | 22,44 |
| Marge de raffinage de référence | | | | | | | | | | |
| Marge de craquage 3-2-1 Chicago (\$/b) ¹⁾ | | | | | | | | | | |
| | 10,35 | 10,65 | 10,95 | 9,75 | 6,31 | 17,29 | 13,60 | 7,69 | 9,17 | 18,48 |
| Taux de change | | | | | | | | | | |
| Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA | | | | | | | | | | |
| | 0,829 | 0,993 | 0,857 | 0,803 | 0,825 | 0,961 | 0,990 | 0,996 | 1,019 | 0,957 |

1) La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence et un baril de diesel à très faible teneur en soufre.

Résultats financiers consolidés

| (en millions de dollars, sauf les montants par action) | Semestres terminés les 30 juin | | 2009 | | 2008 | | | | 2007 | |
|--|-----------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | 2009 | 2008 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 |
| Total des données consolidées | | | | | | | | | | |
| Flux de trésorerie ¹⁾ | 4 097 \$ | 5 278 \$ | 2 153 \$ | 1 944 \$ | 1 299 \$ | 2 809 \$ | 2 889 \$ | 2 389 \$ | 1 934 \$ | 2 218 \$ |
| - par action - résultat dilué | 5,45 | 7,02 | 2,87 | 2,59 | 1,73 | 3,74 | 3,85 | 3,17 | 2,56 | 2,93 |
| Bénéfice net | 1 201 | 1 314 | 239 | 962 | 1 077 | 3 553 | 1 221 | 93 | 1 082 | 934 |
| - par action - résultat de base | 1,60 | 1,75 | 0,32 | 1,28 | 1,44 | 4,74 | 1,63 | 0,12 | 1,44 | 1,24 |
| - par action - résultat dilué | 1,60 | 1,75 | 0,32 | 1,28 | 1,43 | 4,73 | 1,63 | 0,12 | 1,43 | 1,24 |
| Bénéfice d'exploitation ²⁾ | 1 865 | 2 514 | 917 | 948 | 449 | 1 442 | 1 469 | 1 045 | 849 | 1 032 |
| - par action - résultat dilué | 2,48 | 3,34 | 1,22 | 1,26 | 0,60 | 1,92 | 1,96 | 1,39 | 1,12 | 1,37 |
| Dividendes en espèces, par action | 0,80 | 0,80 | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 0,20 | 0,20 |
| Produits, déduction faite des redevances | 8 370 | 12 856 | 3 762 | 4 608 | 6 359 | 10 849 | 7 422 | 5 434 | 5 875 | 5 654 |

- 1) Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR et sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.
2) Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR et est traité sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Malgré le fait que les prix des marchandises sont demeurés faibles au premier semestre de 2009, EnCana a dégagé de solides résultats financiers. Les activités en amont d'EnCana ont continué de bénéficier du programme de couvertures des prix des marchandises. De plus amples renseignements sur les résultats financiers d'EnCana figurent à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR définie comme les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, exclusion faite des variations nettes des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités poursuivies. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une mesure conforme aux PCGR, les flux de trésorerie sont d'un usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel. EnCana s'en sert pour aider les dirigeants et les investisseurs à évaluer la capacité de la Société de financer ses programmes de dépenses en immobilisations et de remplir ses obligations financières.

Sommaire des flux de trésorerie

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|---|---------------------------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 1 955 \$ | 1 996 \$ | 3 786 \$ | 3 754 \$ |
| (Ajouter) Déduire : | | | | |
| Variation nette des autres actifs et des autres passifs | 9 | (171) | 23 | (264) |
| Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie | (207) | (722) | (334) | (1 260) |
| Flux de trésorerie | 2 153 \$ | 2 889 \$ | 4 097 \$ | 5 278 \$ |

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

En 2009, les flux de trésorerie ont diminué de 736 M\$, soit 25 %, comparativement à 2008, pour les raisons suivantes :

- le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 68 % pour atteindre 3,12 \$ le kpi³ en 2009, contre 9,83 \$ le kpi³ en 2008;
- le prix moyen des LGN, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 52 % pour atteindre 49,14 \$ le baril en 2009, contre 101,46 \$ le baril en 2008;
- le volume de production de gaz naturel a diminué de 1 % en 2009 pour s'établir à 3 788 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j »), par rapport à 3 841 Mpi³/j en 2008;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval ont diminué de 188 M\$ pour atteindre 154 M\$ en 2009;

partiellement contrebalancés par :

- des gains après impôts réalisés sur les couvertures du prix du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres marchandises ayant atteint 900 M\$ en 2009, comparativement à des pertes après impôts de 400 M\$ en 2008;
- le volume de production des LGN ayant augmenté de 6 % en 2009 pour atteindre 135 653 barils par jour (« b/j ») par rapport à 127 603 b/j en 2008;
- les charges d'exploitation, les taxes à la production et impôts miniers, les charges de transport et de vente ainsi que les intérêts débiteurs qui ont diminué en 2009 comparativement à 2008;

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

En 2009, les flux de trésorerie ont diminué de 1 181 M\$, soit 22 %, comparativement à 2008, pour les raisons suivantes :

- le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 58 % pour atteindre 3,68 \$ le kpi³ en 2009, contre 8,81 \$ le kpi³ en 2008;
- le prix moyen des LGN, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 54 % pour atteindre 40,81 \$ le baril en 2009, contre 88,13 \$ le baril en 2008;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en aval ont diminué de 222 M\$ pour atteindre 213 M\$ en 2009;

partiellement contrebalancés par :

- les gains après impôts réalisés sur les couvertures du prix du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres marchandises qui ont atteint 1 599 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des pertes après impôts de 387 M\$ en 2008;
- le volume de production de gaz naturel qui a augmenté de 1 % en 2009 pour s'établir à 3 828 Mpi³/j, contre 3 787 Mpi³/j en 2008;
- les charges d'exploitation, de transport et de vente, les frais d'administration, les taxes à la production et impôts miniers et les intérêts débiteurs qui ont diminué en 2009 comparativement à 2008.

Bénéfice net

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Le bénéfice net d'EnCana, qui s'est établi à 239 M\$ en 2009, a été inférieur de 982 M\$ à celui de 2008. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question plus haut, les faits qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- des gains réalisés sur les couvertures après impôts de 900 M\$ en 2009 comparativement à des pertes après impôts de 400 M\$ en 2008, qui ont aussi eu une incidence sur la variation des flux de trésorerie, ont été largement contrebalancés par la reprise de gains de couverture établis à la valeur de marché latents accumulés, après impôts, constatés au cours de périodes antérieures déduits de gains latents supplémentaires sur les couvertures après impôts découlant principalement de nouveaux contrats conclus pendant le deuxième trimestre;

partiellement contrebalancés par :

- une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement de 117 M\$ en 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la baisse des taux d'amortissement découlant de l'augmentation des réserves prouvées et de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- des charges de rémunération à long terme en baisse de 112 M\$ en 2009 par rapport à 2008, en raison de la variation du cours de l'action d'EnCana et de la baisse de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- des gains de change hors exploitation de 72 M\$ après impôts en 2009, contre des pertes de 13 M\$ après impôts en 2008.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Le bénéfice net d'EnCana, qui s'est établi à 1 201 M\$ en 2009, a été inférieur de 113 M\$ à celui de 2008. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question plus haut, les faits qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- des gains réalisés sur les couvertures après impôts de 1 599 M\$ en 2009 comparativement à des pertes après impôts de 387 M\$ en 2008, qui ont aussi eu une incidence sur la variation des flux de trésorerie, ont été partiellement contrebalancés par la reprise de gains de couverture établis à la valeur de marché latents accumulés, après impôts, constatés au cours de périodes antérieures déduits de gains latents supplémentaires sur les couvertures après impôts découlant principalement de nouveaux contrats conclus pendant le deuxième trimestre;
- des charges de rémunération à long terme en baisse de 255 M\$ en 2009 par rapport à 2008, en raison de la variation du cours de l'action d'EnCana et de la baisse de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- des pertes de change hors exploitation de 3 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des pertes de 228 M\$ après impôts en 2008;
- une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement de 169 M\$ en 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la baisse des taux d'amortissement découlant de l'augmentation des réserves prouvées et de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Bénéfice d'exploitation

Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui ajuste le bénéfice net en fonction des éléments hors exploitation qui, selon les estimations de la direction, réduisent la comparabilité des résultats financiers sous-jacents de la Société entre les périodes. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation ci-après vise à fournir aux investisseurs des informations davantage comparables entre les périodes.

Sommaire du bénéfice d'exploitation

| (en millions de dollars, sauf les montants par action) | Trimestres terminés les 30 juin | | | | Semestres terminés les 30 juin | | | |
|---|---------------------------------|---------|--------------------------|---------|--------------------------------|---------|--------------------------|---------|
| | 2009 | | 2008 | | 2009 | | 2008 | |
| | Par action ⁴⁾ | | Par action ⁴⁾ | | Par action ⁴⁾ | | Par action ⁴⁾ | |
| Bénéfice net, montant déjà établi | 239 \$ | 0,32 \$ | 1 221 \$ | 1,63 \$ | 1 201 \$ | 1,60 \$ | 1 314 \$ | 1,75 \$ |
| Rajouter (les pertes) et déduire les gains : | | | | | | | | |
| Gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché, après impôts ¹⁾ | (750) | (1,00) | (235) | (0,31) | (661) | (0,88) | (972) | (1,29) |
| Gain (perte) de change hors exploitation, après impôts ²⁾ | 72 | 0,10 | (13) | (0,02) | (3) | - | (228) | (0,30) |
| Bénéfice d'exploitation ³⁾ | 917 \$ | 1,22 \$ | 1 469 \$ | 1,96 \$ | 1 865 \$ | 2,48 \$ | 2 514 \$ | 3,34 \$ |

- 1) Les gains (pertes) comptables latents, établis à la valeur de marché, après impôts sont contrebalancés par des gains (pertes) réalisés après impôts dans le bénéfice net. Pour le deuxième trimestre de 2009, les gains (pertes) comptables latents, établis à la valeur de marché, après impôts représentent principalement la reprise de gains (pertes) constatés au cours de périodes antérieures. Les gains (pertes) réalisés après impôts représentent principalement la constatation du règlement final de positions de couverture.
- 2) Gain (perte) de change latent à la conversion de la dette libellée en dollars américains émise au Canada, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise et gain (perte) de change réalisé lié au règlement d'opérations intersociétés, après impôts, et charge d'impôts futurs au titre de la conversion de change liée à la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement. La majeure partie de la dette libellée en dollars américains émise au Canada découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent cinq ans.
- 3) Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, des incidences après impôts des gains ou pertes comptables latents, établis à la valeur de marché, sur des instruments dérivés, des gains ou pertes de change après impôts à la conversion de la dette en dollars américains émise au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport de la coentreprise, des gains ou des pertes de change après impôts liés au règlement d'opérations intersociétés, d'une charge d'impôts futurs au titre de la conversion de la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéficiaires. Le calcul du bénéfice d'exploitation d'EnCana ne tient pas compte des effets du change sur le règlement des opérations intersociétés importantes afin de fournir des informations plus comparables d'un exercice à l'autre.
- 4) Par action ordinaire – résultat dilué.

Taux de change

Comme il est indiqué à la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport de gestion, le taux de change moyen entre le dollar canadien et le dollar américain a diminué de 13 % au deuxième trimestre de 2009, passant à 0,857 \$ contre 0,990 \$ au deuxième trimestre de 2008, et de 17 % au premier semestre de 2009, passant à 0,829 \$ contre 0,993 \$ au premier semestre de 2008. Le tableau qui suit présente les incidences de ces modifications sur les activités d'EnCana par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

| | Trimestre terminé le 30 juin 2009 | | Semestre terminé le 30 juin 2009 | |
|--|--------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|-----------------------|
| | millions \$ | \$/kpi ³ e | millions \$ | \$/kpi ³ e |
| Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA | 0,857 \$ | | 0,829 \$ | |
| Modification par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent | (0,133) | | (0,164) | |
| (en millions de dollars, sauf les montants en \$/kpi ³ e) | | | | |
| Augmentation (diminution) des éléments suivants : | | | | |
| Dépenses en immobilisations | (73) \$ | | (257) \$ | |
| Charges d'exploitation en amont | (43) | (0,10) | (110) | (0,13) |
| Autres charges d'exploitation ¹⁾ | (1) | | (5) | |
| Frais d'administration | (12) | (0,03) | (26) | (0,03) |
| Charge d'amortissement et d'épuisement | (86) | | (210) | |

- 1) Liées à l'optimisation des marchés et au secteur Activités non sectorielles et autres activités.

Résultats d'exploitation

Volumes de production

| | Semestres terminés les 30 juin | | 2009 | | 2008 | | | | 2007 | |
|--|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 2009 | 2008 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 |
| | Production de gaz (Mpi ³ /j) | 3 828 | 3 787 | 3 788 | 3 869 | 3 858 | 3 917 | 3 841 | 3 733 | 3 722 |
| Pétrole brut (b/j) | 112 477 | 106 345 | 112 968 | 111 981 | 110 628 | 106 826 | 101 153 | 111 538 | 108 958 | 109 664 |
| LGN (b/j) | 22 492 | 26 101 | 22 685 | 22 299 | 25 222 | 26 730 | 26 450 | 25 750 | 27 179 | 26 719 |
| Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾ | 4 638 | 4 582 | 4 602 | 4 675 | 4 673 | 4 718 | 4 607 | 4 557 | 4 539 | 4 448 |

- 1) Liquides convertis en milliers de pieds cubes équivalents à raison de 6 000 pieds cubes par baril.

Principales zones de ressources

| | Trimestres terminés les 30 juin | | | | | | Semestres terminés les 30 juin | | | | | |
|--|---------------------------------------|-------------|---------------|---|------------|--|---------------------------------------|-------------|---------------|---|--------------|--|
| | Production quotidienne | | | Activités de forage (nombre de puits forés, net) | | | Production quotidienne | | | Activités de forage (nombre de puits forés, net) | | |
| | Variation entre 2009 et 2008 | | | | | | Variation entre 2009 et 2008 | | | | | |
| | 2009 | 2008 | | 2009 | 2008 | | 2009 | 2008 | | 2009 | 2008 | |
| Gaz naturel (Mpi³/j) | | | | | | | | | | | | |
| Jonah | 576 | -9 % | 630 | 30 | 49 | | 600 | -2 % | 613 | 65 | 92 | |
| Piceance | 355 | -7 % | 383 | 35 | 81 | | 371 | -2 % | 377 | 88 | 164 | |
| East Texas | 304 | -4 % | 316 | 11 | 22 | | 356 | 21 % | 294 | 26 | 33 | |
| Fort Worth | 138 | 1 % | 137 | 6 | 20 | | 144 | 4 % | 138 | 22 | 41 | |
| Greater Sierra | 216 | -1 % | 219 | 10 | 27 | | 215 | 2 % | 211 | 25 | 63 | |
| Cutbank Ridge | 340 | 21 % | 280 | 18 | 24 | | 332 | 21 % | 275 | 38 | 48 | |
| Bighorn | 186 | 9 % | 170 | 14 | 18 | | 171 | 8 % | 158 | 35 | 48 | |
| CBM | 330 | 9 % | 303 | 1 | 10 | | 319 | 6 % | 300 | 279 | 261 | |
| Shallow Gas | 661 | -7 % | 712 | 45 | 83 | | 667 | -6 % | 713 | 381 | 579 | |
| | 3 106 | -1 % | 3 150 | 170 | 334 | | 3 175 | 3 % | 3 079 | 959 | 1 329 | |
| Pétrole (b/j) | | | | | | | | | | | | |
| Foster Creek | 34 249 | 63 % | 21 038 | 10 | 1 | | 31 227 | 31 % | 23 904 | 16 | 13 | |
| Christina Lake | 6 428 | 77 % | 3 633 | - | - | | 6 493 | 108 % | 3 120 | - | - | |
| | 40 677 | 65 % | 24 671 | 10 | 1 | | 37 720 | 40 % | 27 024 | 16 | 13 | |
| Pelican Lake | 19 225 | -10 % | 21 434 | 1 | - | | 20 247 | -11 % | 22 669 | 5 | - | |
| Weyburn | 15 238 | 16 % | 13 180 | - | 5 | | 15 665 | 15 % | 13 580 | - | 14 | |
| | 75 140 | 27 % | 59 285 | 11 | 6 | | 73 632 | 16 % | 63 273 | 21 | 27 | |
| Total (Mpi³e/j) | 3 557 | 1 % | 3 506 | 181 | 340 | | 3 617 | 5 % | 3 459 | 980 | 1 356 | |

Les volumes de production totaux sont demeurés relativement inchangés au deuxième trimestre de 2009 par rapport au trimestre correspondant de 2008, en raison principalement de l'augmentation de la production de 1 % des principales zones de ressources d'EnCana, attribuable surtout à une hausse de 65 % des volumes de production à Foster Creek/Christina Lake et à la diminution des redevances, contrebalancées par des baisses de rendement normales des biens classiques ainsi que par des arrêts et des réductions de production et des retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits découlant de la faiblesse des prix. Les volumes de production totaux ont augmenté de 1 %, soit 56 Mpi³e/j, au premier semestre de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008, en raison principalement de l'accroissement de 5 % de la production des principales zones de ressources d'EnCana, attribuable surtout à une hausse de la production de 40 % à Foster Creek/Christina Lake et à la diminution des redevances, contrebalancées par des baisses de rendement normales des biens classiques ainsi que par des arrêts et des réductions de production et des retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits découlant de la faiblesse des prix.

Prix net lié à l'exploitation

| | Trimestres terminés les 30 juin | | | | | |
|--|---------------------------------|--------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------|----------------------------------|
| | 2009 | | | 2008 | | |
| | Gaz (\$/kpi ³) | Liquides (\$/b) | Total (\$/kpi ³ e) | Gaz (\$/kpi ³) | Liquides (\$/b) | Total (\$/kpi ³ e) |
| Prix | 3,12 \$ | 49,14 \$ | 4,02 \$ | 9,83 \$ | 101,46 \$ | 11,02 \$ |
| Charges | | | | | | |
| Taxes à la production et impôts miniers | 0,06 | 0,88 | 0,08 | 0,37 | 2,09 | 0,37 |
| Transport et vente | 0,50 | 1,55 | 0,46 | 0,55 | 1,67 | 0,50 |
| Exploitation | 0,75 | 8,38 | 0,86 | 1,01 | 12,00 | 1,17 |
| Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées | 1,81 | 38,33 | 2,62 | 7,90 | 85,70 | 8,98 |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 3,87 | 1,09 | 3,21 | (1,29) | (10,99) | (1,38) |
| Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées | 5,68 \$ | 39,42 \$ | 5,83 \$ | 6,61 \$ | 74,71 \$ | 7,60 \$ |

| | Semestres terminés les 30 juin | | | | | |
|--|--------------------------------|--------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------|----------------------------------|
| | 2009 | | | 2008 | | |
| | Gaz (\$/kpi ³) | Liquides (\$/b) | Total (\$/kpi ³ e) | Gaz (\$/kpi ³) | Liquides (\$/b) | Total (\$/kpi ³ e) |
| Prix | 3,68 \$ | 40,81 \$ | 4,22 \$ | 8,81 \$ | 88,13 \$ | 9,82 \$ |
| Charges | | | | | | |
| Taxes à la production et impôts miniers | 0,10 | 0,90 | 0,11 | 0,33 | 1,77 | 0,32 |
| Transport et vente | 0,49 | 1,46 | 0,45 | 0,55 | 1,56 | 0,50 |
| Exploitation | 0,75 | 8,42 | 0,86 | 1,02 | 11,13 | 1,16 |
| Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées | 2,34 | 30,03 | 2,80 | 6,91 | 73,67 | 7,84 |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 3,43 | 1,64 | 2,88 | (0,52) | (8,36) | (0,67) |
| Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées | 5,77 \$ | 31,67 \$ | 5,68 \$ | 6,39 \$ | 65,31 \$ | 7,17 \$ |

Les prix nets, sans tenir compte des opérations de couverture, ont diminué considérablement au deuxième trimestre et au premier semestre de 2009 par rapport aux périodes correspondantes de 2008, en raison essentiellement de la baisse des prix des marchandises, contrebalancée partiellement la réduction des dépenses, l'incidence de la diminution du dollar canadien par rapport au dollar américain et la baisse par des charges de rémunération à long terme découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana.

Dans le cadre de ses efforts constants pour maintenir sa solidité et sa flexibilité financières, EnCana a pris des mesures visant à réduire le risque lié aux prix par l'entremise d'un programme de couverture des prix des marchandises. De plus amples renseignements sur ce programme figurent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2008 et à la note 16 des états financiers consolidés intermédiaires. Comme le montre le tableau ci-dessus, EnCana a grandement bénéficié de son programme de couvertures pendant cette période de faibles prix des marchandises.

Dépenses en immobilisations, montant net

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|--|---------------------------------|----------|--------------------------------|----------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Canada | | | | |
| Plaines canadiennes | 69 \$ | 158 \$ | 228 \$ | 420 \$ |
| Contreforts canadiens | 280 | 583 | 745 | 1 363 |
| Activités pétrolières intégrées au Canada | 103 | 144 | 229 | 352 |
| États-Unis | 385 | 660 | 925 | 1 179 |
| Raffinage en aval | 227 | 122 | 429 | 177 |
| Optimisation des marchés | - | 5 | (3) | 7 |
| Activités non sectorielles et autres activités | 14 | 46 | 33 | 69 |
| Dépenses en immobilisations | 1 078 | 1 718 | 2 586 | 3 567 |
| Acquisitions | 34 | 278 | 113 | 336 |
| Cessions | (20) | (79) | (53) | (151) |
| Dépenses en immobilisations, montant net | 1 092 \$ | 1 917 \$ | 2 646 \$ | 3 752 \$ |

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour le semestre terminé le 30 juin 2009 ont été financées par les flux de trésorerie.

Au premier semestre de 2009, les dépenses en immobilisations ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources d'EnCana en Amérique du Nord et à l'augmentation de la capacité de raffinage du pétrole lourd en aval de la Société par l'entremise de sa coentreprise avec ConocoPhillips. Les dépenses en immobilisations ont fléchi en raison des fluctuations du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien ainsi que du cours de l'action d'EnCana servant à déterminer les charges de rémunération à long terme. L'incidence nette de ces facteurs sur les dépenses en immobilisations représente une diminution de 456 M\$ au premier semestre de 2009 comparativement à la même période en 2008. Un complément d'information sur les dépenses en immobilisations d'EnCana figure à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

Acquisitions et cessions

Le 5 mai 2009, la Société a fait l'acquisition des actions ordinaires de Kerogen Resources Canada, ULC pour une contrepartie en espèces nette de 24 M\$. L'acquisition comprend des immobilisations corporelles de 37 M\$ et la prise en charge d'éléments de passif à court terme de 6 M\$ et d'impôts futurs de 7 M\$. Les activités sont incluses dans la division Contreforts canadiens. EnCana a réalisé quelques acquisitions et cessions mineures de biens aux premiers semestres de 2009 et de 2008.

Après le deuxième trimestre, soit le 16 juillet 2009, EnCana a conclu un accord visant la vente de certaines propriétés productrices de gaz naturel et de pétrole secondaires en Alberta, pour un montant approximatif de 632 M\$.

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles d'EnCana se sont établis à 1 075 M\$ au deuxième trimestre et à 1 511 M\$ au premier semestre de 2009, en baisse par rapport aux périodes correspondantes de 2008. Les raisons de la baisse du total des flux de trésorerie et des dépenses en immobilisations sont analysées aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Dépenses en immobilisations, montant net » du présent rapport de gestion.

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|--|------------------------------------|----------|-----------------------------------|----------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Flux de trésorerie ¹⁾ | 2 153 \$ | 2 889 \$ | 4 097 \$ | 5 278 \$ |
| Dépenses en immobilisations | 1 078 | 1 718 | 2 586 | 3 567 |
| Flux de trésorerie disponibles ²⁾ | 1 075 \$ | 1 171 \$ | 1 511 \$ | 1 711 \$ |

1) Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR définie sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

2) Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure hors PCGR et correspondent pour EnCana à l'excédent des flux de trésorerie sur les dépenses en immobilisations, sans tenir compte des acquisitions et des cessions nettes. La direction s'en sert pour déterminer les fonds disponibles pour les autres activités d'investissement ou de financement.

Résultats des divisions

Comme il est expliqué à la rubrique « Activités d'EnCana » du présent rapport de gestion, EnCana a une structure de prise de décision et de communication de l'information décentralisée. Par conséquent, les résultats sont présentés division par division. Le secteur Canada comprend les divisions Plaines canadiennes et Contreforts canadiens, tandis que la division États-Unis comprend le secteur États-Unis. La division Activités pétrolières intégrées regroupe les secteurs Activités pétrolières intégrées - Canada et Raffinage en aval.

Plaines canadiennes

Résultats financiers

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

| (en millions de dollars) | 2009 | | | | 2008 | | | |
|---|--------|-------------------|--------|--------|--------|-------------------|--------|----------|
| | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total |
| Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture | 233 \$ | 341 \$ | 4 \$ | 578 \$ | 739 \$ | 714 \$ | 2 \$ | 1 455 \$ |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 242 | - | - | 242 | (110) | (70) | - | (180) |
| Charges | | | | | | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | 5 | 6 | - | 11 | 13 | 11 | - | 24 |
| Transport et vente | 10 | 43 | - | 53 | 18 | 97 | - | 115 |
| Exploitation | 51 | 55 | 2 | 108 | 74 | 72 | 1 | 147 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 409 \$ | 237 \$ | 2 \$ | 648 \$ | 524 \$ | 464 \$ | 1 \$ | 989 \$ |

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

| (en millions de dollars) | 2009 | | | | 2008 | | | |
|--|--------|----------------|--------|----------|----------|----------------|--------|----------|
| | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total |
| Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture | 551 \$ | 590 \$ | 6 \$ | 1 147 \$ | 1 302 \$ | 1 299 \$ | 4 \$ | 2 605 \$ |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 445 | 3 | - | 448 | (83) | (106) | - | (189) |
| Charges | | | | | | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | 8 | 13 | - | 21 | 18 | 19 | - | 37 |
| Transport et vente | 21 | 94 | - | 115 | 37 | 187 | - | 224 |
| Exploitation | 102 | 106 | 3 | 211 | 147 | 140 | 2 | 289 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 865 \$ | 380 \$ | 3 \$ | 1 248 \$ | 1 017 \$ | 847 \$ | 2 \$ | 1 866 \$ |

Volumes de production

| | Semestres terminés les 30 juin | | 2009 | | 2008 | | | | 2007 | |
|--|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2009 | 2008 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 |
| Production de gaz (Mpi ³ /j) | 796 | 857 | 792 | 800 | 820 | 831 | 856 | 860 | 876 | 858 |
| Pétrole brut (b/j) | 64 855 | 67 439 | 62 691 | 67 043 | 64 990 | 64 789 | 65 097 | 69 781 | 70 287 | 70 711 |
| LGN (b/j) | 1 181 | 1 226 | 1 162 | 1 201 | 1 126 | 1 147 | 1 189 | 1 262 | 1 422 | 1 209 |
| Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾ | 1 192 | 1 269 | 1 175 | 1 209 | 1 217 | 1 227 | 1 253 | 1 286 | 1 306 | 1 290 |

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

Production de gaz

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 154 M\$ au deuxième trimestre de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 451 M\$ découlant d'une diminution de 66 % du prix du gaz naturel, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 55 M\$ découlant d'une diminution de 7 % du volume de production du gaz naturel. Les volumes de production du gaz ont diminué au deuxième trimestre de 2009 en raison des baisses de rendement normales de la principale zone de ressources Shallow Gas et des biens classiques, partiellement contrebalancées par la diminution des redevances;

contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 242 M\$, soit 3,36 \$ le kpi³, en 2009, contre des pertes de 110 M\$, soit 1,42 \$ le kpi³, en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel de la division Plaines canadiennes en 2009, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX et des écarts de base. Les prix du gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel de la division Plaines canadiennes, qui se sont établis à 10 M\$ en 2009, ont diminué de 8 M\$, ou 44 %, comparativement à 2008 en raison de la baisse des volumes et des coûts de transport vers l'est du Canada et les États-Unis et de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation imputées au gaz naturel de la division Plaines canadiennes, qui se sont établies à 51 M\$ en 2009, ont diminué de 23 M\$, ou 31 %, par rapport à 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et de la réduction des frais de réparation, d'entretien et de reconditionnement, partiellement contrebalancées par l'accroissement des taxes foncières et des loyers et l'augmentation des salaires et avantages.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 223 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 652 M\$ découlant d'une diminution de 54 % du prix du gaz naturel, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 99 M\$ découlant d'une diminution de 7 % du volume de production du gaz naturel. Les volumes de production du gaz ont diminué au premier semestre de 2009 en raison des baisses de rendement normales de la principale zone de ressources Shallow Gas et des biens classiques, ainsi que de l'incidence du gel à la tête de puits et d'autres arrêts de production temporaires faisant suite aux conditions hivernales extrêmes dans le sud de l'Alberta au premier trimestre, partiellement contrebalancés par une diminution des redevances;

contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 445 M\$, soit 3,09 \$ le kpi³, en 2009, comparativement à des pertes de 83 M\$, soit 0,53 \$ le kpi³, en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel de la division Plaines canadiennes en 2009, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX et des écarts de base. Les prix du gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel de la division Plaines canadiennes, qui se sont établis à 21 M\$ en 2009, ont diminué de 16 M\$, ou 43 %, comparativement à 2008 en raison de la baisse des volumes et des coûts de transport vers l'est du Canada et les États-Unis et de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation imputées au gaz naturel de la division Plaines canadiennes, qui se sont établies à 102 M\$ en 2009, ont diminué de 45 M\$, ou 31 %, par rapport à 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et de la réduction des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien, partiellement contrebalancées par l'accroissement des taxes foncières et des loyers et l'augmentation des salaires et avantages.

Pétrole brut et LGN

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 303 M\$ au deuxième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 302 M\$ découlant d'une diminution de 50 % des prix du pétrole brut et de 60 % des prix des LGN, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 53 M\$ découlant de la réduction des prix moyens et du volume du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd;
- un montant de 18 M\$ découlant d'une diminution de 4 % des volumes de pétrole brut et de 2 % des volumes de LGN. La production tirée de la principale zone de ressources Pelican Lake en 2009 s'est établie à 19 225 b/j, soit 10 % de moins qu'en 2008, en raison principalement d'arrêts prévus. À Suffield, la production, qui s'est établie à 12 254 b/j, a reculé de 7 % par suite surtout des baisses de rendement normales. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une diminution des redevances et une augmentation de la production de 16 % à Weyburn, qui s'est établie à 15 238 b/j en moyenne en 2009, grâce surtout aux activités d'optimisation de puits;

contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures du prix des LGN inférieurs à 1 M\$ en 2009, comparativement à des pertes de 70 M\$, ou 11,43 \$ le baril, en 2008.

Le prix du pétrole brut de la division Plaines canadiennes a diminué de 50 % pour s'établir à 51,55 \$ le baril en 2009, par rapport à 102,55 \$ le baril en 2008 en raison des variations des prix du pétrole brut de référence WTI et WCS contrebalancées par des écarts moyens inférieurs. Les gains totaux réalisés sur les couvertures du prix du pétrole brut pour la division ont été inférieurs à 1 M\$, en 2009, comparativement à des pertes d'environ 69 M\$, soit 11,44 \$ le baril, en 2008.

Le prix des LGN de la division Plaines canadiennes a diminué de 60 % pour s'établir à 38,36 \$ le baril en 2009, par rapport à 96,34 \$ le baril en 2008, ce qui concorde avec la variation du prix de référence WTI.

Les frais de transport et de vente du pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont établis à 43 M\$ en 2009, en baisse de 54 M\$, ou 56 %, par rapport à 2008, en raison essentiellement d'une réduction des prix moyens et du volume du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd et de la diminution du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont établies à 55 M\$ en 2009, soit 17 M\$ ou 24 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et de la baisse des frais de reconditionnement. Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 600 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 555 M\$ découlant d'une diminution de 52 % des prix du pétrole brut et de 57 % des prix des LGN, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 90 M\$ découlant de la réduction des prix moyens et du volume du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd;
- un montant de 64 M\$ découlant d'une diminution de 4 % des volumes de pétrole brut et de 4 % des volumes de LGN. La production tirée de la principale zone de ressources Pelican Lake en 2009 s'est établie à 20 247 b/j, soit 11 % de moins qu'en 2008, en raison principalement des baisses de rendement normales et d'arrêts prévus. À Suffield, la production, qui s'est établie à 12 974 b/j, a reculé de 5 % par suite surtout des baisses de rendement normales. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une diminution des redevances et une augmentation de la production de 15 % à Weyburn, qui s'est établie en moyenne à 15 665 b/j en 2009, grâce surtout aux activités d'optimisation de puits;

contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures du prix des LGN de 3 M\$, ou 0,22 \$ le baril, en 2009, comparativement à des pertes de 106 M\$, ou 8,43 \$ le baril, en 2008.

Le prix du pétrole brut de la division Plaines canadiennes a diminué de 52 % pour s'établir à 42,92 \$ le baril en 2009, par rapport à 89,58 \$ le baril en 2008, en raison des variations des prix du pétrole brut de référence WTI et WCS, contrebalancées par des écarts moyens inférieurs. Les gains totaux réalisés sur les couvertures du prix du pétrole brut pour la division se sont élevés à 3 M\$ environ, soit 0,22 \$ le baril, en 2009, comparativement à des pertes d'environ 105 M\$, soit 8,45 \$ le baril, en 2008.

Le prix des LGN de la division Plaines canadiennes a diminué de 57 % pour s'établir à 36,59 \$ le baril en 2009, par rapport à 85,40 \$ le baril en 2008, ce qui concorde avec la variation du prix de référence WTI.

Les frais de transport et de vente du pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont établis à 94 M\$ en 2009, en baisse de 93 M\$, ou 50 %, par rapport à 2008, en raison essentiellement d'une réduction des prix moyens et du volume du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd et de la diminution du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont établies à 106 M\$ en 2009, soit 34 M\$ ou 24 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et de la baisse des frais de reconditionnement, partiellement contrebalancées par l'augmentation des frais de réparation et d'entretien. Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations de la division Plaines canadiennes, qui se sont élevées à 228 M\$ au premier semestre de 2009, ont surtout été consacrées aux principales zones de ressources Shallow Gas, Pelican Lake et Weyburn. La diminution de 192 M\$ par rapport à 2008 est surtout attribuable à la baisse des frais de forage, d'achèvement et d'aménagement découlant du forage et de l'ajout d'un nombre inférieur de puits, à la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et à la diminution des coûts immobilisés de rémunération à long terme. La division Plaines canadiennes a foré 430 puits nets au premier semestre de 2009, comparativement à 680 en 2008, ce qui concorde avec la réduction des dépenses prévue en 2009.

Contreforts canadiens

La division Contreforts canadiens comprend les actifs en mer canadiens de la Société.

Résultats financiers

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

| (en millions de dollars) | 2009 | | | | 2008 | | | |
|--|--------|----------------|--------|--------|----------|----------------|--------|----------|
| | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total |
| Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture | 389 \$ | 74 \$ | 10 \$ | 473 \$ | 1 167 \$ | 195 \$ | 15 \$ | 1 377 \$ |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 434 | - | - | 434 | (167) | (21) | - | (188) |
| Charges | | | | | | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | 5 | 1 | - | 6 | 11 | 1 | - | 12 |
| Transport et vente | 37 | 1 | - | 38 | 51 | 3 | - | 54 |
| Exploitation | 124 | 6 | 3 | 133 | 163 | 12 | 5 | 180 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 657 \$ | 66 \$ | 7 \$ | 730 \$ | 775 \$ | 158 \$ | 10 \$ | 943 \$ |

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

| (en millions de dollars) | 2009 | | | | 2008 | | | |
|--|----------|----------------|--------|----------|----------|----------------|--------|----------|
| | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total |
| Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture | 917 \$ | 131 \$ | 20 \$ | 1 068 \$ | 2 037 \$ | 353 \$ | 33 \$ | 2 423 \$ |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 754 | - | - | 754 | (128) | (31) | - | (159) |
| Charges | | | | | | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | 9 | 2 | - | 11 | 14 | 2 | - | 16 |
| Transport et vente | 71 | 4 | - | 75 | 104 | 6 | - | 110 |
| Exploitation | 244 | 12 | 7 | 263 | 324 | 23 | 11 | 358 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 1 347 \$ | 113 \$ | 13 \$ | 1 473 \$ | 1 467 \$ | 291 \$ | 22 \$ | 1 780 \$ |

Volumes de production

| | Semestres terminés les 30 juin | | 2009 | | 2008 | | | | 2007 | |
|--|---|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | 2009 | 2008 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 |
| | Production de gaz (Mpi ³ /j) | 1 312 | 1 273 | 1 343 | 1 281 | 1 302 | 1 351 | 1 289 | 1 256 | 1 313 |
| Pétrole brut (b/j) | 7 969 | 8 621 | 7 800 | 8 140 | 8 437 | 8 217 | 8 376 | 8 867 | 8 441 | 7 978 |
| LGN (b/j) | 9 626 | 11 517 | 9 824 | 9 427 | 11 265 | 11 730 | 11 779 | 11 256 | 10 966 | 9 932 |
| Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾ | 1 418 | 1 394 | 1 449 | 1 386 | 1 420 | 1 471 | 1 410 | 1 377 | 1 429 | 1 387 |

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

Production de gaz

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 177 M\$ au deuxième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour la raison suivante :

- un montant de 823 M\$ découlant d'une diminution de 68 % du prix du gaz naturel, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture;

contrebalancé par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 434 M\$, soit 3,55 \$ le kpi³, en 2009, contre des pertes de 167 M\$, soit 1,42 \$ le kpi³, en 2008;
- un montant de 49 M\$ découlant d'une hausse de 4 % du volume de production du gaz naturel. Le volume de gaz produit a augmenté au deuxième trimestre de 2009 par suite de la diminution des redevances et du succès des programmes de forage dans les principales zones de ressources de Cutbank Ridge et CBM, partiellement contrebalancés par des retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits en raison de la faiblesse des prix, les baisses de rendement normales des biens classiques à Greater Sierra et l'incidence sur les volumes de cessions mineures de biens en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel de la division Contreforts canadiens en 2009, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX ainsi que des écarts de base. Les prix du gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont établis à 37 M\$ en 2009, en baisse de 14 M\$, ou 27 %, par rapport à 2008 en raison de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la diminution des volumes destinés aux États-Unis.

Les charges d'exploitation imputées au gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont établies à 124 M\$ en 2009, soit 39 M\$ ou 24 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et d'une réduction des frais de réparation, d'entretien et de reconditionnement, contrebalancées par l'augmentation des salaires et des avantages et des taxes foncières et des loyers.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 238 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour la raison suivante :

- un montant de 1 171 M\$ découlant d'une diminution de 56 % du prix du gaz naturel, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture;

contrebalancé par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 754 M\$, soit 3,17 \$ le kpi³, en 2009, contre des pertes de 128 M\$, soit 0,55 \$ le kpi³, en 2008;
- un montant de 51 M\$ découlant d'une augmentation de 3 % du volume de production du gaz naturel. Le volume de gaz produit a augmenté au premier semestre de 2009 par suite de la diminution des redevances et du succès des programmes de forage dans les principales zones de ressources de Cutbank Ridge et CBM, partiellement contrebalancés par des retards dans l'achèvement de puits et l'ajout de nouveaux puits en raison de la faiblesse des prix, les baisses de rendement normales des biens classiques et l'incidence sur les volumes de cessions mineures de biens en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel de la division Contreforts canadiens en 2009, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX ainsi que des écarts de base. Les prix du gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont établis à 71 M\$ en 2009, en baisse de 33 M\$, ou 32 %, par rapport à 2008 en raison de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la diminution des volumes destinés aux États-Unis.

Les charges d'exploitation imputées au gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont établies à 244 M\$ en 2009, soit 80 M\$ ou 25 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et d'une réduction des frais de réparation, d'entretien et de reconditionnement, contrebalancées par l'augmentation des salaires et des avantages et des taxes foncières et des loyers.

Pétrole brut et LGN

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 100 M\$ au deuxième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 97 M\$ découlant d'une diminution de 54 % des prix du pétrole brut et de 60 % des prix des LGN, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 24 M\$ découlant d'une diminution de 7 % des volumes de pétrole brut et de 17 % des volumes de LGN; ces diminutions sont attribuables aux baisses de rendement normales et à l'incidence sur les volumes des cessions de biens;

contrebalancés par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de 21 M\$, soit 11,19 \$ le baril en 2008, aucun montant comparable n'ayant été enregistré en 2009.

Le prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens a diminué de 54 % pour s'établir à 53,10 \$ le baril en 2009, contre 114,28 \$ le baril en 2008, par suite des variations des prix du pétrole brut de référence WTI et WCS contrebalancées par une diminution des écarts moyens. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont établies à 8 M\$ environ, soit 11,06 \$ le baril, en 2008, aucun montant comparable n'ayant été enregistré en 2009.

Le prix des LGN de la division Contreforts canadiens a fléchi de 60 % pour s'établir à 40,07 \$ le baril en 2009, par rapport à 101,23 \$ le baril en 2008, ce qui concorde avec la variation du prix de référence WTI.

Les charges d'exploitation imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont élevées à 6 M\$ en 2009, soit 6 M\$ ou 50 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la réduction des coûts des produits chimiques. Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 191 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 176 M\$ découlant d'une diminution de 56 % des prix du pétrole brut et de 58 % des prix des LGN, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 46 M\$ découlant d'une diminution de 8 % des volumes de pétrole brut et de 16 % des volumes de LGN; ces diminutions sont attribuables aux baisses de rendement normales et à l'incidence sur les volumes des cessions de biens;

contrebalancés par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de moins de 1 M\$ en 2009, comparativement à des pertes de 31 M\$, ou 8,45 \$ le baril, en 2008.

Le prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens a diminué de 56 % pour s'établir à 45,13 \$ le baril en 2009, contre 103,53 \$ le baril en 2008, par suite des variations des prix du pétrole brut de référence WTI et WCS contrebalancées par une diminution des écarts moyens. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont établies à moins de 1 M\$ en 2009, comparativement à des pertes d'environ 13 M\$, soit 8,17 \$ le baril, en 2008.

Le prix des LGN de la division Contreforts canadiens a fléchi de 58 % pour s'établir à 38,00 \$ le baril en 2009, par rapport à 91,25 \$ le baril en 2008, ce qui concorde avec la variation du prix de référence WTI.

Les charges d'exploitation imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont élevées à 12 M\$ en 2009, soit 11 M\$ ou 48 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la réduction des frais de captage et de traitement. Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations de la division Contreforts canadiens, qui se sont chiffrées à 745 M\$ au premier semestre de 2009, ont ciblé surtout les principales zones de ressources CBM, Cutbank Ridge, Greater Sierra et Bighorn. La baisse de 618 M\$ par rapport à 2008 est attribuable principalement à la diminution des frais de forage et d'aménagement, à la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et à la réduction des coûts immobilisés de rémunération à long terme. La division Contreforts canadiens a foré 385 puits nets au premier semestre de 2009, contre 473 en 2008.

ÉTATS-UNIS

Résultats financiers

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

| (en millions de dollars) | 2009 | | | | 2008 | | | |
|--|--------|----------------|--------|--------|----------|----------------|--------|----------|
| | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total |
| Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture | 433 \$ | 50 \$ | 32 \$ | 515 \$ | 1 472 \$ | 130 \$ | 87 \$ | 1 689 \$ |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 611 | - | - | 611 | (164) | - | - | (164) |
| Charges | | | | | | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | 11 | 4 | - | 15 | 107 | 11 | - | 118 |
| Transport et vente | 125 | - | - | 125 | 120 | - | - | 120 |
| Exploitation | 77 | - | 22 | 99 | 106 | - | 80 | 186 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 831 \$ | 46 \$ | 10 \$ | 887 \$ | 975 \$ | 119 \$ | 7 \$ | 1 101 \$ |

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

| (en millions de dollars) | 2009 | | | | 2008 | | | |
|--|----------|----------------|--------|----------|----------|----------------|--------|----------|
| | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total | Gaz | Pétrole et LGN | Autres | Total |
| Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture | 1 043 \$ | 79 \$ | 59 \$ | 1 181 \$ | 2 630 \$ | 229 \$ | 159 \$ | 3 018 \$ |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 1 119 | - | - | 1 119 | (139) | - | - | (139) |
| Charges | | | | | | | | |
| Taxe à la production et impôts miniers | 54 | 7 | - | 61 | 194 | 20 | - | 214 |
| Transport et vente | 248 | - | - | 248 | 235 | - | - | 235 |
| Exploitation | 159 | - | 55 | 214 | 207 | - | 148 | 355 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 1 701 \$ | 72 \$ | 4 \$ | 1 777 \$ | 1 855 \$ | 209 \$ | 11 \$ | 2 075 \$ |

Volumes de production

| | Semestres terminés les 30 juin | | 2009 | | 2008 | | | | 2007 | |
|--|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2009 | 2008 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 |
| Production de gaz (Mpi ³ /j) | 1 663 | 1 591 | 1 581 | 1 746 | 1 677 | 1 674 | 1 629 | 1 552 | 1 464 | 1 387 |
| LGN (b/j) | 11 685 | 13 358 | 11 699 | 11 671 | 12 831 | 13 853 | 13 482 | 13 232 | 14 791 | 15 578 |
| Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾ | 1 733 | 1 671 | 1 651 | 1 816 | 1 754 | 1 757 | 1 710 | 1 631 | 1 553 | 1 480 |

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

Production de gaz

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 264 M\$ au deuxième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 996 M\$ découlant d'une diminution de 70 % du prix du gaz naturel, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 43 M\$ découlant d'une diminution de 3 % du volume de production du gaz naturel. Le volume de gaz produit aux États-Unis a diminué au deuxième trimestre de 2009 en raison principalement des arrêts et des réductions de production ainsi que des retards dans l'achèvement de puits faisant suite à la faiblesse des prix, partiellement contrebalancés par des programmes de forage et d'exploitation fructueux;

contrebalancés par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 611 M\$, soit 4,25 \$ le kpi³, en 2009, contre des pertes de 164 M\$, soit 1,11 \$ le kpi³, en 2008.

La baisse des prix du gaz naturel aux États-Unis en 2009, exclusion faite de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence NYMEX, Rocheuses (Opal) et Texas (HSC) et des écarts de base. Les prix du gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les charges au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers aux États-Unis se sont établies à 11 M\$ en 2009, en baisse de 96 M\$ ou 90 % par rapport à 2008, en raison essentiellement de la baisse du prix du gaz naturel et de crédits d'impôts pour les puits à coût élevé.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis se sont établis à 125 M\$ en 2009, en hausse de 5 M\$, soit 4 %, comparativement à 2008, en raison principalement de frais de captage et de traitement supplémentaires à East Texas.

Les charges d'exploitation imputées au gaz naturel aux États-Unis se sont établies à 77 M\$ en 2009, soit 29 M\$ ou 27 % de moins qu'en 2008, en raison de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana, d'une diminution des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien découlant d'une baisse de l'activité et d'une réduction des coûts de main-d'œuvre.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 329 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour la raison suivante :

- un montant de 1 691 M\$ découlant d'une diminution de 62 % du prix du gaz naturel, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture;

contrebalancé par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 1 119 M\$, soit 3,72 \$ le kpi³, en 2009, contre des pertes de 139 M\$, soit 0,48 \$ le kpi³, en 2008.
- un montant de 104 M\$ découlant d'une augmentation de 5 % du volume de production du gaz naturel. Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté au premier semestre de 2009 grâce aux programmes de forage et d'exploitation fructueux à East Texas et Haynesville, partiellement contrebalancés par des arrêts et des réductions de production ainsi que des retards dans l'achèvement de puits faisant suite à la faiblesse des prix.

La baisse des prix du gaz naturel aux États-Unis en 2009, exclusion faite de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence NYMEX, Rocheuses (Opal) et Texas (HSC) et des écarts de base. Les prix du gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les charges au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers aux États-Unis se sont établies à 54 M\$ en 2009, en baisse de 140 M\$ ou 72 % par rapport à 2008, en raison essentiellement de la baisse du prix du gaz naturel et de crédits d'impôts pour les puits à coût élevé.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis se sont établis à 248 M\$ en 2009, en hausse de 13 M\$, soit 6 %, comparativement à 2008, en raison principalement de frais de captage et de traitement supplémentaires à East Texas.

Les charges d'exploitation du gaz naturel aux États-Unis se sont établies à 159 M\$ en 2009, soit 48 M\$ ou 23 % de moins qu'en 2008, en raison de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana, d'une diminution des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien découlant d'une baisse de l'activité et d'une réduction des coûts de main-d'œuvre.

Pétrole brut et LGN

Toute la production de liquides d'EnCana aux États-Unis a trait à des LGN.

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 80 M\$ au deuxième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 63 M\$ découlant d'une diminution de 55 % des prix des LGN, sans tenir compte des opérations de couverture;
- un montant de 17 M\$ découlant d'une réduction de 13 % des volumes de LGN.

Les prix des LGN aux États-Unis se sont repliés de 55 % pour s'établir à 47,27 \$ le baril en 2009, contre 105,73 \$ le baril en 2008, en raison principalement de la variation du prix de référence WTI.

Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 150 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 120 M\$ découlant d'une diminution de 60 % des prix des LGN, sans tenir compte des opérations de couverture;
- un montant de 30 M\$ découlant d'une réduction de 13 % des volumes de LGN.

Les prix des LGN aux États-Unis se sont repliés de 60 % pour s'établir à 37,42 \$ le baril en 2009, contre 94,14 \$ le baril en 2008, en raison principalement de la variation du prix de référence WTI.

Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations aux États-Unis, qui se sont établies à 925 M\$ au premier semestre de 2009, ont ciblé surtout les principales zones de ressources East Texas et Jonah, ainsi que Haynesville. La diminution de 254 M\$ par rapport à 2008 est principalement attribuable à la diminution de l'activité aux principales zones de ressources Piceance et Fort Worth et à la baisse des coûts immobilisés de rémunération à long terme, contrebalancées par l'accroissement des dépenses consacrées aux forages et à l'aménagement à Haynesville. Le nombre de puits nets forés aux États-Unis a diminué pour passer de 370 en 2008 à 249 au premier semestre de 2009.

Activités pétrolières intégrées

Activités de Foster Creek et Christina Lake

EnCana est associée à 50 % avec ConocoPhillips dans une coentreprise d'activités pétrolières intégrées en Amérique du Nord, qui est composée d'une entité en amont et d'une entité en aval. L'entité en amont est composée d'actifs apportés par EnCana, soit principalement les biens pétroliers de Foster Creek et de Christina Lake, tandis que l'entité en aval est composée des raffineries Wood River (Illinois) et Borger (Texas), apportées par ConocoPhillips.

L'entité en amont a pour but d'accroître la capacité de production à Foster Creek et à Christina Lake pour la porter à environ 218 000 b/j (à pleine capacité) de bitume, une fois les phases d'expansion actuelles terminées.

Résultats financiers

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

| (en millions de dollars) | Pétrole | |
|--|---------|--------|
| | 2009 | 2008 |
| Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture | 263 \$ | 333 \$ |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 14 | (35) |
| Charges | | |
| Transport et vente | 100 | 123 |
| Exploitation | 38 | 50 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 139 \$ | 125 \$ |

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

| (en millions de dollars) | Pétrole | |
|--|---------|--------|
| | 2009 | 2008 |
| Produits, déduction faite des redevances et des opérations de couverture | 403 \$ | 594 \$ |
| Gain (perte) de couverture réalisé | 37 | (58) |
| Charges | | |
| Transport et vente | 166 | 243 |
| Exploitation | 78 | 91 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 196 \$ | 202 \$ |

Volumes de production

| | Semestres terminés les 30 juin | | 2009 | | 2008 | | | | 2007 | |
|--|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2009 | 2008 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 |
| | Pétrole brut (b/j) | 37 720 | 27 024 | 40 677 | 34 729 | 35 068 | 31 547 | 24 671 | 29 376 | 27 190 |
| Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾ | 226 | 162 | 244 | 208 | 210 | 189 | 148 | 176 | 163 | 172 |

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

Pétrole brut

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 21 M\$ au deuxième trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 170 M\$ découlant d'une diminution des prix du pétrole brut, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 28 M\$ découlant d'une réduction des prix moyens du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd;

contrebalancés par :

- un montant de 128 M\$ découlant d'une hausse de 59 % des volumes de vente de pétrole brut attribuable à une augmentation de 65 % des volumes de production et à des variations des stocks;
- des gains réalisés sur les opérations de couverture de 14 M\$ en 2009 portant principalement sur du condensat utilisé pour des mélanges par rapport à des pertes de 35 M\$ en 2008.

Les prix du bitume attribués à Foster Creek/Christina Lake ont diminué de 49 % pour s'établir à 47,34 \$ le baril en 2009 par rapport à 93,64 \$ le baril en 2008, par suite des variations des prix de référence du pétrole brut WTI et WCS, contrebalancées par un rétrécissement des écarts moyens. En pourcentage du WTI, le WCS s'est établi à 88 % en 2009, contre 83 % en 2008.

Les frais de transport et de vente du pétrole brut se sont établis à 100 M\$ en 2009, en baisse de 23 M\$ ou 19 % par rapport à 2008, en raison principalement d'une diminution des prix moyens du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd et de la variabilité des destinations de vente et des pipelines servant au transport.

Les charges d'exploitation imputées au pétrole brut se sont établies à 38 M\$ en 2009, soit 12 M\$ ou 24 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse des coûts du gaz combustible et du repli du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 96 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 254 M\$ découlant d'une diminution des prix du pétrole brut, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 82 M\$ découlant d'une réduction des prix moyens du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd;

contrebalancés par :

- un montant de 145 M\$ découlant d'une hausse de 41 % des volumes de vente de pétrole brut attribuable à une augmentation de 40 % des volumes de production et à des variations des stocks;
- des gains réalisés sur les opérations de couverture de 37 M\$ en 2009 portant principalement sur du condensat utilisé pour des mélanges par rapport à des pertes de 58 M\$ en 2008.

Les prix du bitume attribués à Foster Creek/Christina Lake ont diminué de 50 % pour s'établir à 38,16 \$ le baril en 2009 par rapport à 76,10 \$ le baril en 2008, par suite des variations des prix de référence du pétrole brut WTI et WCS, contrebalancées par un rétrécissement des écarts moyens. En pourcentage du WTI, le WCS s'est établi à 84 % en 2009, contre 81 % en 2008.

Les frais de transport et de vente du pétrole brut se sont établis à 166 M\$ en 2009, en baisse de 77 M\$ ou 32 % par rapport à 2008, en raison principalement d'une diminution des prix moyens du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd et de la variabilité des destinations de vente et des pipelines servant au transport.

Les charges d'exploitation imputées au pétrole brut se sont établies à 78 M\$ en 2009, soit 13 M\$ ou 14 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse des coûts du gaz combustible et du repli du dollar canadien par rapport au dollar américain, partiellement contrebalancés par l'augmentation des frais de reconditionnement.

Activités en aval

Résultats financiers

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|--|------------------------------------|----------|-----------------------------------|----------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Produits | 1 313 \$ | 2 769 \$ | 2 239 \$ | 4 815 \$ |
| Charges | | | | |
| Exploitation | 112 | 127 | 230 | 259 |
| Produits achetés | 1 047 | 2 300 | 1 796 | 4 121 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 154 \$ | 342 \$ | 213 \$ | 435 \$ |

La raffinerie Wood River, située à Roxana, dans l'Illinois, a une capacité d'environ 306 000 b/j de pétrole brut (à pleine capacité).

La raffinerie Borger, située à Borger, au Texas, a une capacité d'environ 146 000 b/j de pétrole brut, dont environ 35 000 b/j de pétrole lourd (à pleine capacité) et environ 45 000 b/j de LGN (à pleine capacité).

Les activités en aval ont comme objectif de raffiner environ 275 000 b/j (à pleine capacité) de pétrole lourd (135 000 b/j d'équivalent bitume), principalement en carburant de transport, lors de l'achèvement du projet d'agrandissement de l'unité de cokéfaction et de la raffinerie de Wood River (« projet CORE ») en 2011. Au 30 juin 2009, les raffineries Wood River et Borger avaient une capacité de raffinage pouvant atteindre 145 000 b/j environ (à pleine capacité) de pétrole lourd brut (70 000 b/j d'équivalent bitume).

Globalement, les deux raffineries ont une capacité de raffinage de pétrole brut de 452 000 b/j (à pleine capacité) et tournaient en moyenne à 89 % de cette capacité au deuxième trimestre de 2009, contre 97 % pour la même période en 2008, et à 89 % au premier semestre de 2009, contre 94 % pour la même période en 2008. L'utilisation de pétrole brut aux raffineries a été inférieure en 2009, en raison principalement d'arrêts des activités unitaires de raffinage et de travaux d'entretien imprévus. Les produits raffinés ont été en moyenne de 428 000 b/j (214 000 b/j pour EnCana) au deuxième trimestre de 2009, contre 464 000 b/j (232 000 b/j pour EnCana) en 2008 et de 425 000 b/j (212 500 b/j pour EnCana) au premier semestre de 2009, contre 450 000 b/j (225 000 b/j pour EnCana) en 2008.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont diminué de 188 M\$, soit 55 %, au deuxième trimestre de 2009 et de 222 M\$, soit 51 %, au premier semestre de 2009. L'affaiblissement des marges de raffinage et la diminution du taux d'utilisation de la capacité ont compté pour 141 M\$ et 95 M\$ environ de la baisse des flux de trésorerie liés à l'exploitation au deuxième trimestre et au premier semestre de 2009, respectivement.

La diminution du prix du brut se traduit par des évaluations inférieures des stocks et, par conséquent, des prix plus élevés des produits achetés de 70 M\$ au deuxième trimestre de 2009 et de 141 M\$ au premier semestre de 2009.

Les charges d'exploitation, qui comprennent les coûts de main-d'œuvre, des services publics et des fournitures, sont inférieures au deuxième trimestre et au premier semestre de 2009, en raison de la baisse des prix des facteurs de production de l'énergie, partiellement contrebalancée par l'augmentation des frais d'entretien et d'arrêt.

Autres activités pétrolières intégrées

Outre les activités de Foster Creek et de Christina Lake détenues à 50 %, la division Activités pétrolières intégrées gère les activités de gaz naturel détenues à 100 % à Athabasca et les activités de pétrole brut à Senlac.

Les volumes de gaz produit à Athabasca se sont chiffrés à 72 Mpi³/j au deuxième trimestre de 2009, contre 67 Mpi³/j en 2008. L'augmentation est attribuable à des réductions des redevances de la période en cours et de périodes antérieures, contrebalancées par une utilisation interne accrue afin de combler une partie des besoins en carburant de Foster Creek et des baisses de rendement normales. Les volumes de gaz produit se sont chiffrés à 57 Mpi³/j au premier semestre de 2009, contre 66 Mpi³/j en 2008, en raison principalement d'une utilisation interne accrue du gaz et des baisses de rendement normales.

Les volumes de pétrole produit à Senlac se sont établis à 1 800 b/j au deuxième trimestre de 2009, contre 3 009 b/j en 2008, et à 1 933 b/j au premier semestre de 2009, contre 3 261 b/j en 2008. La diminution des volumes à Senlac au deuxième trimestre de 2009 est attribuable à une augmentation des redevances au cours de périodes antérieures, à une rotation prévue et aux baisses normales de rendement.

Dépenses en immobilisations

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|--|------------------------------------|--------|-----------------------------------|--------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Activités pétrolières intégrées – Canada | 103 \$ | 144 \$ | 229 \$ | 352 \$ |
| Raffinage en aval | 227 | 122 | 429 | 177 |
| Total – division Activités pétrolières intégrées | 330 \$ | 266 \$ | 658 \$ | 529 \$ |

Les dépenses en immobilisations de la division Activités pétrolières intégrées, qui se sont établies à 658 M\$ au premier semestre de 2009, ont ciblé surtout la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources Foster Creek et Christina Lake ainsi que le projet CORE à la raffinerie Wood River. L'augmentation de 129 M\$ des dépenses en immobilisations au premier semestre de 2009 par rapport à la même période en 2008 est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- les dépenses relatives au projet CORE à Wood River ont augmenté de 213 M\$ pour s'établir à 345 M\$ au premier semestre de 2009, contre 132 M\$ en 2008. Au troisième trimestre de 2008, la raffinerie Wood River a obtenu les approbations réglementaires pour entreprendre les travaux de construction liés au projet CORE. La quote-part de 50 % de ce projet qui revient à EnCana devrait coûter environ 1,8 G\$. La fin des travaux et la pleine exploitation des installations sont prévues pour 2011. L'agrandissement devrait permettre d'accroître de 50 000 b/j la capacité de raffinage de pétrole brut pour la porter à 356 000 b/j (à pleine capacité) et portera la capacité de raffinage du pétrole lourd à 240 000 b/j, soit plus du double (à pleine capacité);

partiellement contrebalancés par :

- la baisse des frais d'aménagement en raison du quasi-achèvement de l'expansion des phases D et E à Foster Creek à la fin du quatrième trimestre de 2008. Les travaux d'expansion ont porté la capacité de l'usine à 120 000 b/j (à pleine capacité);
- la diminution des frais de forage en raison principalement du forage d'un nombre inférieur de puits d'essais stratigraphiques nets pour EnCana (39 puits en 2009 et 134 en 2008) à Foster Creek, Christina Lake, Borealis et Senlac en lien avec les phases de mise en valeur suivantes;
- la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et la diminution des coûts immobilisés de rémunération à long terme.

Charge d'amortissement et d'épuisement

La charge totale d'amortissement et d'épuisement s'est établie à 980 M\$ au deuxième trimestre de 2009, en baisse de 117 M\$ ou 11 % par rapport à 2008, et à 1 963 M\$ au premier semestre de 2009, en baisse de 169 M\$ ou 8 % par rapport à 2008.

Charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont

EnCana utilise une méthode de comptabilisation au coût entier pour les activités pétrolières et gazières et calcule la charge d'amortissement et d'épuisement pays par pays, par centre de coûts.

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont s'est élevée à 902 M\$ au deuxième trimestre de 2009, en baisse de 89 M\$ ou 9 % comparativement à 2008, pour les raisons suivantes :

- la charge d'amortissement et d'épuisement au Canada a été moins élevée en 2009 qu'en 2008, essentiellement par suite de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- la charge d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis a été moins élevée en 2009 qu'en 2008, en raison principalement de la diminution des taux découlant de la baisse des coûts de mise en valeur futurs et de l'accroissement des réserves prouvées.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2009 et 2008

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont s'est élevée à 1 802 M\$ au premier semestre de 2009, en baisse de 155 M\$ ou 8 %, comparativement à 2008, pour les raisons suivantes :

- la charge d'amortissement et d'épuisement au Canada a été moins élevée en 2009 qu'en 2008, essentiellement par suite de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- la charge d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis a été moins élevée en 2009 qu'en 2008, en raison principalement de la diminution des taux découlant de la baisse des coûts de mise en valeur futurs et de l'accroissement des réserves prouvées.

partiellement contrebalancées par :

- une augmentation de 1 % des volumes de production, principalement à Foster Creek et Christina Lake ainsi qu'aux États-Unis.

Charge d'amortissement et d'épuisement des activités en aval

EnCana calcule la dotation à l'amortissement et à l'épuisement selon la méthode linéaire sur une durée de vie utile de 25 ans environ.

La charge d'amortissement et d'épuisement des raffineries en aval s'est élevée à 46 M\$ au deuxième trimestre de 2009, contre 44 M\$ en 2008, et à 97 M\$ au premier semestre de 2009, contre 88 M\$ en 2008, en raison de l'amortissement sur un exercice complet de dépenses en immobilisations d'exercices antérieurs, ainsi que de l'accélération de l'amortissement à l'égard de certains actifs devant être mis hors service plus rapidement que prévu.

Optimisation des marchés

Résultats financiers

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|--|------------------------------------|--------|-----------------------------------|----------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Produits | 366 \$ | 647 \$ | 858 \$ | 1 272 \$ |
| Charges | | | | |
| Exploitation | 7 | 8 | 15 | 19 |
| Produits achetés | 356 | 628 | 829 | 1 235 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | 3 | 11 | 14 | 18 |
| Amortissement et épuisement | 4 | 4 | 9 | 8 |
| Bénéfice sectoriel | (1) \$ | 7 \$ | 5 \$ | 10 \$ |

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

Les produits et les charges liées aux produits achetés ont diminué au premier semestre de 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la baisse des prix, partiellement contrebalancée par l'accroissement des volumes nécessaires pour les activités d'optimisation des marchés.

Dépenses en immobilisations

Aux premiers semestres de 2009 et 2008, ces dépenses ont été axées sur la mise en valeur de l'infrastructure aux fins des activités d'optimisation et sur l'entretien des installations de production.

Activités non-sectorielles et autres activités

Résultats financiers

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|-----------------------------|------------------------------------|----------|-----------------------------------|------------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Produits | (1 113) \$ | (329) \$ | (980) \$ | (1 423) \$ |
| Charges | | | | |
| Exploitation | 3 | (8) | 29 | (8) |
| Amortissement et épuisement | 28 | 58 | 55 | 79 |
| Bénéfice sectoriel (perte) | (1 144) \$ | (379) \$ | (1 064) \$ | (1 494) \$ |

Les produits représentent principalement des gains ou des pertes latents, établis à la valeur de marché, au titre de contrats de couverture des prix du gaz naturel et des LGN.

Les charges d'exploitation au premier semestre de 2009 sont liées principalement à des pertes évaluées à la valeur de marché sur des contrats de production d'électricité à long terme et à des positions d'offre de brut en aval.

La charge d'amortissement et d'épuisement comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives, ainsi que les actifs à l'étranger.

Sommaire des gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|---|------------------------------------|----------|-----------------------------------|------------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Produits | | | | |
| Gaz naturel | (1 099) \$ | (208) \$ | (941) \$ | (1 321) \$ |
| Pétrole brut | (15) | (120) | (40) | (103) |
| | (1 114) | (328) | (981) | (1 424) |
| Charges | 4 | (10) | 26 | (13) |
| | (1 118) | (318) | (1 007) | (1 411) |
| Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices | (368) | (83) | (346) | (439) |
| Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts | (750) \$ | (235) \$ | (661) \$ | (972) \$ |

La volatilité du prix des marchandises a une incidence sur le bénéfice net qu'EnCana gère en concluant divers contrats d'instruments financiers. Ces contrats ont été comptabilisés à la valeur de marché à la date des états financiers. Les variations des gains ou des pertes à la valeur de marché reflétées dans les produits tirés des activités non sectorielles sont attribuables à la volatilité selon les périodes sur le marché des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés. De plus amples renseignements sur les contrats d'instruments financiers figurent à la note 16 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Sommaire des incidences des opérations de couverture sur le bénéfice net

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|---|------------------------------------|----------|-----------------------------------|------------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Gains (pertes) latents établis à la valeur de marché, après impôts ¹⁾ | (750) \$ | (235) \$ | (661) \$ | (972) \$ |
| Gains (pertes) réalisés sur les opérations de couverture, après impôts ²⁾ | 900 | (400) | 1 599 | (387) |
| Incidences des opérations de couverture sur le bénéfice net | 150 \$ | (635) \$ | 938 \$ | (1 359) \$ |

1) Comprend essentiellement la contre-passation des pertes (gains) latents évaluées à la valeur du marché, après impôts, constatées au cours de périodes antérieures et la variation de la juste valeur des contrats en cours au début de l'exercice et des contrats entrés en vigueur durant la période.

2) Compris dans les résultats financiers des divisions.

Charges consolidées

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|--|------------------------------------|---------|-----------------------------------|---------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Administration | 120 \$ | 225 \$ | 205 \$ | 381 \$ |
| Intérêts débiteurs, montant net | 129 | 147 | 233 | 281 |
| Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations | 19 | 20 | 36 | 41 |
| Perte (gain) de change, montant net | (60) | (35) | (2) | 60 |
| (Gain) perte à la cession de participations | 3 \$ | (17) \$ | 2 \$ | (17) \$ |

Les frais d'administration ont diminué de 105 M\$ au deuxième trimestre de 2009 et de 176 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à 2008. La diminution à ce jour est principalement attribuable à la baisse des charges de rémunération à long terme de 126 M\$ découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana et de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain. De plus, les frais enregistrés en 2008 comprenaient une charge exceptionnelle de 23 M\$ liée au règlement d'un litige et à l'accroissement des coûts se rapportant à la réorganisation projetée de la Société.

Les intérêts débiteurs nets ont diminué de 48 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la diminution de l'encours moyen de la dette et du taux d'intérêt moyen pondéré moins élevé. La dette à long terme totale d'EnCana, y compris la partie à court terme, a diminué de 1 431 M\$ pour atteindre 8 938 M\$ au 30 juin 2009, contre 10 369 M\$ au 30 juin 2008. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette d'EnCana à ce jour en 2009 s'est chiffré à 5,2 %, contre 5,5 % pour 2008.

Le gain de change de 2 M\$ constaté au premier semestre de 2009 résulte principalement des effets des fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien sur la dette libellée en dollars américains émise au Canada qui ont été contrebalancés par la réévaluation de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, d'autres gains et pertes de change découlant du règlement d'opérations en devises et la conversion d'actifs et de passifs monétaires d'EnCana.

Impôts sur les bénéfices

Le total des impôts sur les bénéfices s'est élevé à 366 M\$ au premier semestre de 2009, soit 511 M\$ de moins qu'à la même période en 2008, en raison de la diminution du bénéfice net avant impôts, en particulier aux États-Unis où le taux d'imposition effectif est supérieur par rapport au Canada.

La charge d'impôts exigibles s'est établie à 560 M\$ au premier semestre de 2009, soit 244 M\$ de moins qu'à la même période en 2008. La réduction est attribuable à une diminution des flux de trésorerie liés à l'exploitation.

Le taux effectif d'EnCana pour une année donnée est fonction de la relation entre le total des impôts (à payer et futurs) et le bénéfice net avant impôts de l'exercice. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi puisqu'il tient compte des « écarts permanents », des ajustements au titre des modifications aux taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et de l'estimation des écarts réels. Les éléments composant les écarts permanents comprennent :

- la portion non imposable des gains ou des pertes en capital au Canada;
- les revenus non imposables tirés de l'entité en aval;
- le financement international;
- les (gains) pertes de change non inclus 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.

Dépenses en immobilisations

Aux premiers semestres de 2009 et 2008, ces dépenses ont été axées principalement sur les systèmes d'information d'entreprise, les améliorations locatives et le mobilier de bureau.

Situation de trésorerie et sources de financement

| (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 juin | | Semestres terminés les 30 juin | |
|--|------------------------------------|----------|-----------------------------------|----------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Flux de trésorerie nets liés aux | | | | |
| Activités d'exploitation | 1 955 \$ | 1 996 \$ | 3 786 \$ | 3 754 \$ |
| Activités d'investissement | (1 307) | (2 036) | (3 095) | (3 570) |
| Activités de financement | (956) | (72) | (749) | 44 |
| Gain (perte) de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises | 9 | 1 | 5 | (3) |
| Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents | (299) \$ | (111) \$ | (53) \$ | 225 \$ |

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation ont diminué de 41 M\$ au deuxième trimestre de 2009 comparativement à 2008 et ont augmenté de 32 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à 2008. Les flux de trésorerie se sont établis à 2 153 M\$ au deuxième trimestre de 2009, contre 2 889 M\$ pour la même période en 2008 et à 4 097 M\$ au premier semestre de 2009, contre 5 278 M\$ pour la même période en 2008. Les raisons de ces mouvements sont analysées à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion. Les variations nettes des autres éléments d'actif et de passif et les variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, découlant principalement des baisses des comptes débiteurs et des produits à recevoir et des stocks, contrebalancées par des diminutions des comptes créditeurs et des charges à payer et des impôts à payer, ont également eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Sans tenir compte de l'incidence des actifs et des passifs au titre de la gestion des risques à court terme, la Société avait un fonds de roulement négatif de 660 M\$ au 30 juin 2009, contre 734 M\$ au 30 juin 2008. Comme cela se produit normalement dans l'industrie du pétrole et du gaz, un écart temporel entre les encaissements tirés des opérations de vente et les paiements des créances se traduit souvent par un fonds de roulement négatif. EnCana prévoit qu'elle continuera de remplir les conditions de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont diminué de 475 M\$ au premier semestre de 2009 comparativement à la même période en 2008. Les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont diminué de 1 228 M\$ au premier semestre de 2009 par rapport à 2008. Les raisons de ces mouvements sont analysées dans les rubriques « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion. La hausse des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement découle des variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et des variations nettes des investissements et autres éléments, contrebalancées par les réductions des dépenses en immobilisations.

Activités de financement

Au premier semestre de 2009, EnCana a procédé au remboursement de titres d'emprunt à long terme d'un montant net de 169 M\$, contre l'émission d'un montant net de 894 M\$ à la même période en 2008. La dette à long terme totale d'EnCana, y compris la partie à court terme, s'établissait à 8 938 M\$ au 30 juin 2009, contre 10 369 M\$ au 30 juin 2008.

Le 4 mai 2009, EnCana a réalisé un placement de billets non garantis de premier rang d'un capital total de 500 M\$ aux États-Unis. Les billets sont assortis d'un taux d'intérêt nominal de 6,5 % et viennent à échéance le 15 mai 2019. Le produit net du placement a servi à rembourser une partie des emprunts bancaires et billets de trésorerie en cours d'EnCana.

EnCana dispose d'un prospectus préalable en dollars canadiens et d'un autre en dollars américains ainsi que de deux facilités de crédit bancaires engagées.

Le 21 mai 2009, EnCana a renouvelé un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre et jusqu'à concurrence de 2,0 G\$ CA, ou l'équivalent en devises étrangères, de titres d'emprunt au Canada. Au 30 juin 2009, un montant de 2,0 G\$ CA de ce prospectus préalable était inutilisé, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché.

EnCana dispose d'un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre et jusqu'à concurrence de 4,0 G\$, ou l'équivalent en devises étrangères, de titres d'emprunt aux États-Unis. Au 30 juin 2009, un montant de 3,5 G\$ de ce prospectus préalable était inutilisé, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. Ce prospectus, qui a été renouvelé en 2008, expire en avril 2010.

Au 30 juin 2009, EnCana disposait en vertu de prospectus préalables d'un montant inutilisé pouvant atteindre 5,2 G\$, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché.

Au 30 juin 2009, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées non utilisées de 3,4 G\$. EnCana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 4,5 G\$ CA qui reste engagée jusqu'au 28 octobre 2012. L'une des filiales américaines d'EnCana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 600 M\$, dont 565 M\$ peuvent être utilisés, qui reste engagée jusqu'au 28 février 2013.

EnCana se conforme et prévoit continuer de se conformer à l'ensemble des engagements financiers visés par ses facilités de crédit.

EnCana jouit d'une cote de crédit de première qualité sur sa dette non garantie de premier rang. Standard & Poor's Ratings Services a accordé la cote « A- » avec perspectives « négatives », Moody's Investors Service a accordé la cote « Baa2 » avec perspectives « stables » et DBRS Limited a accordé la cote « A (faible) » et a mis la Société « sous surveillance avec implications incertaines ». DBRS Limited a mis la Société « sous surveillance » à la suite de l'annonce de la réorganisation projetée le 11 mai 2008.

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter jusqu'à 75,0 millions d'actions ordinaires environ aux termes d'une OPRA (offre publique de rachat d'actions). Au premier semestre de 2009, EnCana n'a racheté aucune action ordinaire, alors qu'elle avait racheté 4,8 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale d'environ 326 M\$ au cours de la même période en 2008.

EnCana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires selon ce que décide le conseil d'administration. Les versements de dividendes ont totalisé 601 M\$ au premier semestre de 2009 et 600 M\$ au premier semestre de 2008. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie.

Ratios financiers

| | 30 juin 2009 | 31 décembre 2008 |
|---|-------------------------|---------------------|
| Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾ | 27 % | 28 % |
| Ratio dette/BAIIA ajusté ²⁾ | 0,7 | 0,7 |

1) Les capitaux permanents, mesure hors PCGR, s'entendent de la dette à long terme, y compris la partie à court terme, plus les capitaux propres.

2) Pour les 12 derniers mois, le BAIIA ajusté, mesure hors PCGR, s'entend du bénéfice net des activités poursuivies avant gain ou perte à la cession de participations, impôts sur les bénéfices, gain ou perte de change, montant net des intérêts, charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et amortissement et épuiement.

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

Au 30 juin 2009, le ratio dette/capitaux permanents d'EnCana s'établissait à 27 % (28 % au 31 décembre 2008) et le ratio dette/BAIIA ajusté, à 0,7 fois (0,7 fois au 31 décembre 2008).

Données sur les actions en circulation

| (en millions) | 30 juin 2009 | 31 décembre 2008 |
|--|-------------------------|---------------------|
| Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice | 750,4 | 750,2 |
| Actions ordinaires émises dans le cadre de régimes d'options sur actions | 0,2 | 3,0 |
| Actions ordinaires émises de la fiducie DVAR | 0,5 | - |
| Actions ordinaires rachetées | - | (2,8) |
| Actions ordinaires en circulation à la fin de la période | 751,1 | 750,4 |
| Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – résultat dilué | 751,4 | 751,8 |

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation aux 30 juin 2009 et 2008.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés en vertu de divers régimes. Au 30 juin 2009, environ 0,3 million d'options non assorties d'un droit alternatif à la plus-value des actions (« DAPVA ») étaient en cours, dont toutes pouvaient être exercées.

Les options sur actions attribuées après le 31 décembre 2003 comportent un DAPVA, et les salariés peuvent choisir de recevoir un versement en espèces égal à l'excédent du cours des actions ordinaires d'EnCana sur le prix d'exercice de leurs options sur actions ordinaires en échange du rachat de leurs options sur actions. L'exercice d'un DAPVA en contrepartie d'un versement en espèces n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires supplémentaires par la Société et n'a donc aucun effet dilutif. Jusqu'à maintenant, la quasi-totalité des salariés détenant des options assorties de DAPVA qui souhaitaient réaliser la valeur de leurs options ont choisi un versement en espèces. Au 30 juin 2009, environ 21,6 millions d'options assorties de DAPVA étaient en circulation, dont 12,5 millions pouvaient être exercées.

En 2007, 2008 et 2009, EnCana a également accordé des droits alternatifs à la plus-value des actions liés au rendement (« DAPVAR ») dont les conditions d'acquisition de droits et d'échéance sont les mêmes que pour les DAPVA. L'acquisition est aussi fonction de l'atteinte par EnCana d'objectifs de rendement établis compte tenu de mesures clés déterminées à l'avance. Les DAPVAR qui ne sont pas acquis pendant la période d'acquisition sont éteints. Au 30 juin 2009, environ 18,9 millions de DAPVAR étaient en cours, dont 3,8 millions pouvaient être exercés.

En 2008, EnCana a accordé à certains salariés des droits à la plus-value des actions (« DPVA ») et des DPVA liés au rendement (« DPVAR ») aux termes desquels ceux-ci peuvent recevoir, à la date d'exercice de ces droits, un versement en espèces égal à l'excédent du cours des actions ordinaires d'EnCana sur le prix de l'attribution. Les conditions d'acquisition de droits et d'échéance pour les DPVAR sont fonction de l'atteinte par EnCana d'objectifs de rendement

établis compte tenu de mesures clés déterminées à l'avance. Les DPVAR qui ne sont pas acquis pendant la période d'acquisition sont éteints. Au 30 juin 2009, environ 5,9 millions de DPVA et de DPVAR étaient en cours et 0,6 million pouvaient être exercés.

En avril 2009, les 0,5 million d'actions ordinaires restantes détenues en fiducie au titre des DVAR d'EnCana ont été vendues pour une contrepartie totale de 25 M\$. De ce montant, 19 M\$ ont été crédités au capital-actions et 6 M\$ ont été versés au surplus d'apport, soit l'excédent représenté par la contrepartie sur le prix initial des actions ordinaires acquises par la fiducie. En date du 15 mai 2009, le régime de DVAR d'EnCana et la convention de fiducie ont pris fin.

Obligations contractuelles et éventualités

EnCana a conclu divers engagements ayant trait principalement à des emprunts, à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes, à des engagements relatifs à des dépenses en immobilisations et à des accords de commercialisation.

Les engagements d'emprunt à long terme d'EnCana, qui s'élevaient à 8 964 M\$ au 30 juin 2009, comprennent une tranche de 1 039 M\$ au titre d'engagements liés à des billets de trésorerie. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen de facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme qui ne sont pas assortis d'obligations de remboursement pour l'exercice à venir. Les facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme sont entièrement renouvelables pour les périodes indiquées à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion. De plus amples renseignements sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 10 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

La Société prévoit financer ses engagements pour 2009 au moyen des flux de trésorerie.

Au 30 juin 2009, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixe à long terme prévoyant la livraison à court terme d'environ 33 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 91 Gpi³ au prix moyen pondéré de 3,90 \$ le kpi³.

Contrats de location

Dans le cours normal de ses activités, EnCana loue des locaux à bureaux pour son personnel de soutien des établissements périphériques et du siège social.

Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »)

Le 25 septembre 2008, EnCana a acquis certains terrains et une propriété en Louisiane pour la somme d'environ 101 M\$, avant les ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Haynesville Leasehold LLC (« Brown Haynesville »), qui détient la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins d'impôts aux États-Unis. Les liens de la Société avec Brown Haynesville constituaient un droit dans une EDDV du 25 septembre 2008 au 24 mars 2009. Pendant cette période, EnCana était le principal bénéficiaire de l'EDDV et consolidait les résultats de Brown Haynesville. Le 24 mars 2009, lorsque l'arrangement avec Brown Haynesville a été parachevé, les actifs ont été cédés à EnCana.

Le 23 juillet 2008, EnCana a acquis certains biens miniers et fonciers en Louisiane pour la somme d'environ 457 M\$, avant les ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Southwest Minerals LLC (« Brown Southwest »), qui détenait la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins d'impôts aux États-Unis. Le 12 novembre 2008, une partie non liée a exercé une option d'achat sur certains intérêts dans le cadre de l'acquisition susmentionnée pour un montant de 157 M\$ environ, réduisant ainsi l'échange de même nature admissible à 300 M\$ environ. Les liens de la Société avec Brown Southwest constituaient un droit dans une EDDV du 23 juillet 2008 au 19 janvier 2009. Pendant cette période, EnCana était le principal bénéficiaire de l'EDDV et consolidait les résultats de Brown Southwest. Le 19 janvier 2009, lorsque l'arrangement avec Brown Southwest a été parachevé, les actifs ont été cédés à EnCana.

Actions en justice

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

Activités de courtage d'énergie abandonnées

Pendant la période écoulée entre 2003 et 2005, EnCana et sa filiale de commercialisation américaine en propriété exclusive indirecte, WD Energy Services Inc. (« WD »), ainsi que d'autres sociétés du secteur de l'énergie, ont été nommées parties défenderesses dans plusieurs actions en justice relativement à des ventes de gaz naturel de 1999 à 2002. Les poursuites contiennent des allégations selon lesquelles les défenderesses auraient participé à un complot avec des concurrents non nommés sur le marché du gaz naturel de la Californie en violation des lois antitrust et des lois sur la concurrence déloyale des États-Unis et de la Californie. Toutes ces poursuites, sauf une, ont été réglées avant 2009, sans qu'une responsabilité quelconque ne soit admise.

L'autre action en justice a été intentée par E. & J. Gallo Winery (« Gallo »), qui réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$. Les montants de dommages-intérêts réclamés pourraient tripler en vertu des lois de la Californie.

La Société et WD comptent opposer une défense vigoureuse à cette réclamation restante; la Société ne peut toutefois pas prévoir le dénouement de ces poursuites ou de toute poursuite future à son encontre, ni prévoir si elles aboutiront au versement de dommages-intérêts qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ou si d'autres poursuites découleront de ces allégations.

Conventions comptables et estimations

Adoption de nouvelles normes comptables

Comme il est indiqué dans le rapport de gestion de la fin d'exercice, EnCana a adopté, en date du 1^{er} janvier 2009, le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana. Des renseignements supplémentaires sur la mise en œuvre de la nouvelle norme figurent à la note 2 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Prises de position récentes en comptabilité

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

En février 2008, le Conseil des normes comptables de l'ICCA a confirmé que les normes IFRS remplaceront les PCGR du Canada en 2011 pour les entreprises à but lucratif ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada. EnCana devra donc communiquer ses résultats en conformité avec les normes IFRS à partir de 2011. La Société a élaboré un plan de transition aux IFRS d'ici le 1^{er} janvier 2011, y compris l'établissement des données comparatives nécessaires.

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

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

EnCana a pratiquement terminé l'analyse des choix de conventions comptables et des modifications correspondantes aux processus et aux systèmes nécessaires pour les éléments susceptibles d'avoir la plus grande incidence. Ces éléments comprennent toujours les immobilisations corporelles, les tests de dépréciation, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la rémunération à base d'actions, les avantages sociaux futurs et les impôts sur les bénéficiaires. Ces éléments sont considérés comme étant susceptibles d'avoir l'incidence la plus grande sur les états financiers d'EnCana ou de présenter le plus grand risque quant à la complexité de la mise en œuvre.

EnCana s'attend à ce que le passage aux normes IFRS ait un effet particulièrement important sur la comptabilisation de certaines activités en amont. EnCana suit les lignes directrices de l'ICCA sur la comptabilisation au coût entier aux fins des PCGR du Canada. Dans le cadre de la transition aux IFRS, EnCana devra adopter de nouvelles conventions comptables pour les activités en amont, y compris pour les frais de préexploration, les frais d'exploration et d'évaluation et les frais de mise en valeur. La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont sera calculée à un niveau de

comptabilisation inférieur au niveau actuel (pays par pays, par centre de coûts). Les tests de dépréciation seront également effectués à un niveau inférieur au niveau actuel (pays par pays, par centre de coûts).

En septembre 2008, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié un exposé-sondage prévoyant des exemptions supplémentaires pour les entreprises qui adoptent les IFRS pour la première fois. Une exemption permettrait notamment aux entreprises qui utilisent la méthode de comptabilisation au coût entier de répartir la valeur comptable nette des immobilisations corporelles en amont (capitalisation du coût entier) sur les réserves au niveau des unités de comptabilisation lors de la transition aux IFRS. Cette exemption libérerait EnCana de l'application rétrospective des IFRS pour les immobilisations corporelles en amont. En mai 2009, l'IASB a accepté d'entreprendre la rédaction des modifications finales de l'exemption proposée, qu'EnCana a l'intention d'adopter si elle est approuvée et adoptée dans le cadre des IFRS. EnCana évalue également l'incidence de l'adoption d'autres exemptions lors de la transition initiale aux IFRS.

EnCana mettra à jour son plan de transition aux normes IFRS pour tenir compte des normes comptables nouvelles et modifiées publiées par l'IASB. Comme il est prévu que les normes IFRS seront modifiées avant 2011, leur incidence sur les états financiers consolidés de la Société ne peut être déterminée de façon raisonnable pour l'instant.

Regroupements d'entreprises

En date du 1^{er} janvier 2011, EnCana devra adopter le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », du *Manuel* de l'ICCA qui remplace la norme précédente sur les regroupements d'entreprises. Ce chapitre exige que les actifs acquis et les passifs pris en charge à la suite d'un regroupement d'entreprises, les contreparties conditionnelles et certaines éventualités acquises soient évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. De plus, les coûts liés à l'acquisition et de restructuration doivent être comptabilisés séparément du regroupement d'entreprises et être inclus dans l'état des résultats. L'adoption de cette norme aura des incidences sur le traitement comptable des regroupements d'entreprises futurs.

États financiers consolidés

En date du 1^{er} janvier 2011, EnCana devra adopter le chapitre 1601, « États financiers consolidés », du *Manuel* de l'ICCA qui, avec le chapitre 1602 présenté ci-dessous, remplace l'ancienne norme sur les états financiers consolidés. Le chapitre 1601 établit les exigences pour la préparation des états financiers consolidés. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana.

Participations sans contrôle

En date du 1^{er} janvier 2011, EnCana devra adopter le chapitre 1602, « Participations sans contrôle », du *Manuel* de l'ICCA. Ce chapitre établit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. Il exige qu'une participation sans contrôle dans une filiale soit classée comme un élément distinct des capitaux propres. De plus, le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu sont attribués à la société mère et à la participation sans contrôle. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana.

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 influencés par des risques faisant partie des catégories suivantes :

- Les risques financiers, y compris les risques de marché (par exemple les risques liés au prix des marchandises, au change et aux taux d'intérêt), les risques de crédit et de liquidité;
- Les risques liés à l'exploitation, y compris les risques liés aux investissements, à l'exploitation et au remplacement des réserves;
- Les risques liés à la sécurité, à l'environnement et à la réglementation.

EnCana adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles d'avoir des incidences sur ses activités. L'atténuation de ces risques englobe l'utilisation d'instruments financiers et de contrats physiques, des politiques en matière de crédit et d'exploitation, le maintien d'assurances adéquates, des politiques en matière d'environnement et de sécurité ainsi que des politiques et des procédures susceptibles d'avoir un effet sur sa réputation. De plus amples renseignements sur les risques spécifiques et leur atténuation figurent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2008 et dans la note 16 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Changements climatiques

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

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

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone sans effet sur les revenus, en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2008, s'appliquera à la quasi-totalité des combustibles fossiles, dont le diesel, le gaz naturel, le charbon, le propane et le mazout domestique. La taxe s'applique aux émissions dues à la combustion ainsi qu'à l'achat ou à l'utilisation de combustibles fossiles dans la province. Elle a été fixée initialement à 10 \$ CA par tonne d'émissions d'équivalent carbone et augmentera de 5 \$ CA la tonne par année au cours des quatre prochaines années. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Colombie-Britannique n'est pas notable pour EnCana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une gestion étroite.

La Loi intitulée *American Clean Energy and Security Act* (ACESA), qui a été adoptée par la Chambre des représentants le 26 juin 2009, prévoit l'établissement d'un régime de plafonnement et d'échange de GES ainsi que des encouragements au développement d'énergies renouvelables. La loi vise également une réduction des émissions de GES de 17 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020 et une réduction de 83 % d'ici 2050. EnCana suit de très près l'évolution de ce projet de loi très complexe maintenant à l'étude au Sénat, à la fois quant à l'impact qu'il pourrait avoir sur la production et la consommation d'énergie et au potentiel d'expansion des marchés visant l'utilisation du gaz naturel comme source d'énergie combustible propre.

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

- Sa pondération considérable en actifs de gaz naturel;
- Sa réputation de chef de file sectoriel du piégeage du CO₂;
- L'accent qu'elle met sur l'efficacité énergétique et sur le développement de technologies pour réduire les émissions de GES;
- Sa participation à l'élaboration de pratiques exemplaires pour le secteur d'activité;
- Son rapport vapeur/pétrole de premier plan dans l'industrie, qui se traduit directement par une réduction des émissions.

EnCana a adopté une stratégie proactive à l'égard de l'application de la nouvelle réglementation des GES. Cette stratégie est composée des trois grands volets suivants :

1. Gérer les coûts existants
Lorsque les règlements entreront en vigueur, un coût sera attribué aux émissions d'EnCana (ou à une partie de ces émissions) et, même si ces émissions ne sont pas importantes à ce stade, elles sont gérées de façon énergique afin d'observer les règlements. Des éléments comme un suivi efficace des émissions, l'observation de la consommation de carburant et les efforts en vue de réduire au minimum le ratio vapeur/pétrole de la Société lui permettront de se focaliser sur la réduction des coûts.
2. Réagir aux signaux de prix

À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires de compétence où EnCana exerce ses activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. La Société a lancé une initiative afin d'accroître l'efficacité énergétique de ses activités. Le prix des réductions éventuelles de GES joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu du dioxyde de carbone, le cas échéant, EnCana essaie également de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.

3. Prévoir des scénarios de réductions futures de GES

EnCana continue de travailler en collaboration avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration et à la gestion des nouveaux règlements sur les GES. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions permet à la Société d'acquérir des connaissances utiles qu'elle emploiera pour ébaucher différentes stratégies de gestion de ses émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios influencent les processus de planification à long terme d'EnCana et ses analyses des conséquences des tendances suivies par la réglementation.

EnCana intègre les coûts potentiels du carbone à la planification future. La direction et le conseil analysent l'incidence d'un éventail de scénarios de réduction des émissions de carbone sur la stratégie de la Société compte tenu de coûts s'échelonnant entre 15 \$ et 65 \$ la tonne d'émissions et de différents niveaux de couverture des émissions. Un avantage important de l'application d'un éventail de prix du carbone au niveau stratégique est que cette méthode donne des indications directes sur le processus de répartition des investissements. EnCana examine également l'incidence de la réglementation relative au carbone sur ses principaux projets. Malgré l'incertitude entourant la réglementation future en la matière, EnCana projette de continuer à évaluer le coût du carbone par rapport à ses investissements, selon une série de scénarios.

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

Régime de redevances de l'Alberta

Le nouveau régime de redevances de l'Alberta et le régime de redevances de transition sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Le régime de redevances établit de nouvelles redevances pour le pétrole classique, le gaz naturel et le bitume qui sont liées au prix des marchandises, au volume de production des puits et à la profondeur pour les puits de gaz et à la qualité du pétrole pour les puits de pétrole. Les nouvelles redevances s'appliquent aux activités pétrolières et gazières classiques, qu'elles soient nouvelles ou existantes, ainsi qu'aux projets de récupération assistée des hydrocarbures en Alberta. Le régime de redevances de transition permet de choisir une seule fois entre les taux de transition et les taux du régime de redevances pour les nouveaux puits de gaz naturel ou de pétrole classique forés entre 1 000 mètres et 3 500 mètres de profondeur. Le régime de redevances de transition s'appliquerait jusqu'au 1^{er} janvier 2014, date à laquelle tous les puits passeraient au régime de redevances.

Le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la mise en place d'un programme d'encouragements à l'efficacité énergétique qui vise à protéger les emplois dans les forages et l'entretien. Deux volets de ce programme concernent EnCana : le crédit pour redevances de forage et l'encouragement au forage de nouveaux puits. Le premier est un crédit lié à la profondeur visant le forage de nouveaux puits de pétrole classique et de gaz entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2011. Le programme d'encouragement au forage de nouveaux puits prévoit un taux de redevance de 5 % pour les nouveaux puits de gaz et de pétrole classique qui entrent en production entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2011 pendant une période de 12 mois ou qui produisent 0,5 milliard de pieds cubes équivalents (« Gpi³e ») pour les puits de gaz ou 50 000 barils équivalents pétrole (« bep ») pour les puits de pétrole, selon la première éventualité.

Les incidences découlant du nouveau régime de redevances, du régime de redevances de transition et du programme d'encouragements à l'efficacité énergétique modifient les caractéristiques économiques des activités d'exploitation en Alberta et sont, par conséquent, reflétées dans les programmes d'investissement d'EnCana.

Perspectives

Face aux difficultés économiques actuelles, EnCana accorde la priorité à ses objectifs clés qui consistent à maintenir une situation financière solide, à générer des flux de trésorerie disponibles importants, à optimiser davantage ses investissements et à continuer de verser un dividende stable à ses actionnaires.

EnCana suit de près les risques qu'elle est en mesure de gérer et met en place des politiques pour les atténuer. La Société gère le risque lié au prix des marchandises au moyen d'un programme de gestion des risques financiers visant à assurer la solidité et la flexibilité financières en plus d'exercer une surveillance étroite des risques de taux d'intérêt, de crédit et de contrepartie. La Société continue aussi de suivre de près les dépenses et les programmes d'investissement et de maintenir la souplesse voulue pour s'adapter à l'évolution de la situation économique. EnCana a préparé un programme d'investissement prudent et flexible pour 2009 qui cible actuellement une production totale de gaz naturel et de pétrole se situant environ aux niveaux de 2008 et lui permettant de progresser dans ses projets pluriannuels. EnCana prévoit poursuivre le financement des projets d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake, le projet CORE de Wood River et d'autres projets d'investissement. EnCana vise un ratio dette/capitaux permanents de moins de 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de moins de 2,0 fois. Au 30 juin 2009, le ratio dette/capitaux permanents s'établissait à 27 % et le ratio dette/BAIIA ajusté, à 0,7 fois.

Le prix du gaz naturel dépend surtout du jeu de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, les conditions climatiques se révélant le facteur déterminant à court terme. EnCana estime que le gaz naturel représente une source d'approvisionnement en énergie à long terme abondante et sûre pouvant répondre aux besoins en Amérique du Nord.

La volatilité qui a marqué le prix du pétrole brut devrait se poursuivre en 2009 étant donné les incertitudes qui planent sur le marché relativement à l'approvisionnement et au raffinage, l'évolution de la demande en raison de la conjoncture économique mondiale, les mesures prises par l'OPEP et la crise mondiale du crédit et de la liquidité. Les prix du pétrole brut canadien seront soumis à l'incertitude découlant des risques d'interruption des activités de raffinage sur le marché déjà tendu du Midwest américain et l'augmentation de la production intérieure pourrait se traduire par l'encombrement du réseau pipelinier à l'extérieur de l'Ouest canadien.

La Société compte financer son programme d'immobilisations de 2009 au moyen de ses flux de trésorerie.

EnCana prévoit de se concentrer sur l'accroissement de la production de gaz naturel au moyen de son portefeuille diversifié de zones de ressources non classiques existantes et nouvelles en Amérique du Nord, de la mise en valeur de ses ressources pétrolières *in situ* de grande qualité et de l'expansion de sa capacité de traitement de pétrole lourd en aval par l'entremise de sa coentreprise avec ConocoPhillips.

Les résultats d'EnCana sont influencés par des facteurs de marché externes comme les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les mouvements des cours du change et les pressions inflationnistes exercées sur le coût des services. Pour de plus amples renseignements sur l'incidence de ces facteurs sur les résultats d'EnCana pour 2009, consulter la section Corporate Guidance du site Web d'EnCana à www.encana.com. EnCana a mis à jour ses indications pour tenir compte de l'incidence des conditions prévues pour 2009 sur ses activités. Le communiqué de presse d'EnCana daté du 23 juillet 2009 ainsi que les états financiers sont disponibles sur le site de SEDAR à www.sedar.com.

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 »), selon le sens donné à l'expression « safe harbour » (règles refuge) dans les dispositions de la loi sur les valeurs mobilières en vigueur. 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 : les niveaux projetés de production de gaz naturel et de pétrole pour 2009; les projections quant à la suffisance des charges d'impôts de la Société; l'incidence prévue du régime de redevances et du régime de redevances de transition de l'Alberta; les projections touchant la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et des ressources pétrolifères *in situ*, y compris les projets Foster Creek et Christina Lake, le

projet CORE et les projets d'expansion de la capacité de traitement du pétrole lourd en aval de la Société, ainsi que les coûts en capital et les échéanciers prévus s'y rapportant; les projections relatives à la volatilité du prix du gaz naturel et du pétrole brut en 2009 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les dépenses en immobilisations prévues de la Société pour 2009; la souplesse des budgets d'immobilisations prévus pour 2009 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; la défense opposée par la Société dans les poursuites intentées contre elle; l'incidence des modifications et des modifications proposées aux lois et règlements notamment sur les gaz à effet de serre, le carbone et les initiatives en matière de changements climatiques, sur les activités et les charges d'exploitation de la Société; l'incidence de l'encombrement du réseau pipelinier de l'Ouest canadien et des interruptions de production possibles dans les raffineries sur les prix futurs du pétrole brut au Canada; les projections quant au fait que les acceptations bancaires de la Société et le programme de billets de trésorerie continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les facilités d'emprunt à terme; la conformité continue de la Société aux garanties financières de ses facilités de crédit; les projections relatives aux réserves de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel de la Société; la capacité de la Société de rembourser ses créanciers, de payer ses fournisseurs, de respecter ses engagements, de financer son programme d'immobilisations en 2009 et de verser des dividendes aux actionnaires; l'incidence des conditions de marché actuelles, y compris de la récession et des turbulences des marchés des capitaux, sur les activités et les résultats prévus de la Société; l'effet des politiques, systèmes, processus d'atténuation des risques et du programme d'assurances de la Société; les attentes de la Société à l'égard des ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté futurs; l'incidence et le calendrier des différentes prises de position comptables; l'incidence des modifications des règles et des normes applicables, y compris les normes IFRS, sur la Société et ses états financiers consolidés et les projections selon lesquelles le gaz naturel représente une source d'approvisionnement en énergie à long terme abondante et sûre pouvant répondre aux besoins en Amérique du Nord. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la Société pour des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent notamment la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles d'EnCana; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence sur le marché; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la Société et de ses filiales, y compris les risques de crédit; l'imprécision des estimations des réserves et des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de LGN pouvant être récupérées des zones de ressources et des autres zones qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité de la Société et de ses filiales de remplacer et d'accroître leurs réserves de pétrole et de gaz; la capacité de la Société et de ConocoPhillips de gérer et d'exploiter avec succès les activités intégrées de pétrole lourd en Amérique du Nord et la capacité des parties d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires; les marges dégagées des activités de raffinage et de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et du processus de fabrication; l'incapacité éventuelle de nouveaux produits à trouver un accueil favorable sur le marché; les hausses de coût imprévues ou les difficultés techniques survenues dans la construction ou la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la fabrication, le transport et le raffinage du pétrole brut; les risques liés à la technologie et à l'application de cette technologie dans le cadre des activités de la Société; 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, la comptabilisation du carbone 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 risques de guerre, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où la Société et ses filiales exercent des activités ainsi que 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. Les énoncés qui se rapportent aux « réserves », aux « ressources » ou aux « ressources potentielles » sont réputés être des énoncés prospectifs, car l'existence de ces réserves et substances dans les quantités prédites ou estimées, de même que la rentabilité de leur production dans les exercices à venir, relèvent d'estimations et d'hypothèses. 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. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent document étaient à jour en date de la rédaction de ce dernier et, sauf lorsque la loi l'exige, EnCana ne s'engage pas à les mettre à jour, ni à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont expressément visés par la présente mise en garde.

Les énoncés prospectifs relatifs aux flux de trésorerie, aux flux de trésorerie liés à l'exploitation et aux flux de trésorerie avant impôts prévus pour 2009 sont fondés sur une production moyenne de pétrole et de gaz pour 2009 d'environ 4,4 à 4,8 Gpi³e/j, des estimations des prix des marchandises réels et à terme à ce jour et du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien en date du 30 juin 2009 et un nombre moyen d'actions en circulation d'EnCana de 750 millions environ. Les hypothèses relatives aux énoncés prospectifs englobent généralement les attentes et les projections d'EnCana en accord avec les résultats passés et sa perception des tendances historiques, ainsi que des attentes à l'égard du rythme de progression et d'innovation, généralement en conformité avec les résultats passés et selon eux, tous ces éléments étant soumis aux facteurs de risque mentionnés ailleurs dans le présent document.

EnCana est tenue de faire état des événements et des circonstances qui surviennent dans la période visée par le présent rapport de gestion et qui pourraient raisonnablement faire en sorte que les résultats réels s'écartent sensiblement des principaux éléments présentés dans les énoncés prospectifs pour une période qui n'est pas encore achevée et qu'EnCana a déjà publiés, ainsi que les différences prévues qui en résultent. Ces renseignements figurent dans le communiqué d'EnCana daté du 23 juillet 2009 qui peut être consulté sur le site Web d'EnCana à www.encana.com et sur SEDAR à www.sedar.com.

Information sur le pétrole et le gaz

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz naturel par EnCana est faite en vertu d'une dispense accordée par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACVM »), qui l'autorise à fournir ces données et renseignements selon les normes de présentation américaines. 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. Les données quantitatives sur les réserves fournies par EnCana représentent les réserves prouvées nettes calculées selon les normes établies dans le règlement S-X de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. De plus amples 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 pétrole brut, des LGN et du gaz naturel

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de pétrole brut et de LGN ont été convertis en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi³e »), à raison de 6 000 pieds cubes (« kpi³ ») par baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalents pétrole (« bep »), en milliers de bep (« kbep ») ou en millions de bep (« Mbep ») sur la même base. Les unités Mpi³e, kpi³e, bep, kbep et Mbep peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont prises isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes 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 représente pas nécessairement 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, mesures non conformes aux PCGR et définition d'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.

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 par action après dilution, le BAIIA ajusté, la dette, la dette nette et les capitaux permanents, ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les PCGR du Canada et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En conséquence, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans le présent rapport de gestion pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des informations 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.

Définition d'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 à www.sedar.com et sur le site Web de la Société à www.encana.com.