



EnCana Corporation

Rapport de gestion

Exercice terminé le 31 décembre 2009

(en dollars américains)

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « Société ») doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, l'information financière consolidée pro forma non vérifiée de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 présentée dans l'information supplémentaire d'EnCana, les états financiers consolidés pro forma non vérifiés de la période terminée le 30 septembre 2009 et la circulaire d'information relative à un arrangement concernant Cenovus Energy Inc. datée du 20 octobre 2009.

Les états financiers consolidés, 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 à la présentation de l'information sur le pétrole et le gaz aux États-Unis. Le présent rapport de gestion est en date du 17 février 2010.

La rubrique « Mise en garde » figurant à la fin du présent document fournit en outre de l'information concernant les énoncés prospectifs, l'information sur le pétrole et le gaz et les devises, l'information pro forma, les mesures hors PCGR et les renvois à EnCana.

Objectifs stratégiques d'EnCana

EnCana est l'un des principaux producteurs de gaz naturel de l'Amérique du Nord, son activité étant axée sur la mise en valeur de ressources de gaz naturel non classiques à l'échelle du continent. EnCana possède un portefeuille diversifié de riches zones de gaz de schiste et d'autres ressources de gaz dans des bassins de première importance qui s'étendent du nord-est de la Colombie-Britannique à la Louisiane.

EnCana continue de viser une forte croissance durable de sa production à partir de gisements de gaz naturel non classiques dans d'importants bassins nord-américains. Les prévisions d'EnCana peuvent être consultées sur le site Web de la Société à l'adresse www.encana.com.

EnCana garde résolument le cap sur ses principaux objectifs, à savoir préserver sa solidité financière, optimiser ses dépenses en immobilisations et continuer à verser un dividende stable à ses actionnaires – objectifs qui ont été atteints grâce à une approche rigoureuse des dépenses en immobilisations, à un programme d'investissement souple et à la gestion financière. EnCana figure depuis toujours parmi les sociétés aux coûts les plus bas de l'industrie du gaz naturel et est reconnue pour faire œuvre de pionnier dans le développement de zones de ressources et tirer parti de la technologie pour exploiter des ressources non classiques.

EnCana affiche un solide bilan qui bénéficie d'une structure du capital prudente et d'une stratégie d'atténuation des risques de marché. EnCana vise un ratio dette/capitaux permanents inférieur à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0. Au 31 décembre 2009, le ratio dette/capitaux permanents de la Société s'établissait à 32 % et le ratio dette consolidée/BAIIA ajusté à 1,3. La Société disposait en outre de liquidités et de placements à court terme d'environ 4,3 G\$, à la suite essentiellement d'une restructuration de l'entreprise décrite plus en détail sous la rubrique « Activités d'EnCana » du présent rapport de gestion. Au 31 janvier 2010, EnCana avait couvert environ 2,0 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») par jour (« Gpi³/j ») de sa production de gaz prévue pour 2010 au moyen de contrats à prix fixe NYMEX à un prix moyen de 6,04 \$ le millier de pieds cubes (« kpi³ »). EnCana avait également couvert environ 935 Mpi³/j de la production de gaz prévue pour 2011 à un prix moyen de 6,52 \$ le kpi³, et environ 870 Mpi³/j de la production de gaz prévue pour 2012 à un prix moyen de 6,47 \$ le kpi³. Au cours de 2009, EnCana a tiré parti de son programme de couverture des prix des marchandises, qui s'est traduit par des gains de couverture réalisés consolidés de 2,9 G\$ après impôts.

Activités d'EnCana

Le 30 novembre 2009, EnCana a mené à terme une restructuration (la « restructuration ») pour se scinder en deux sociétés énergétiques indépendantes ouvertes : EnCana Corporation, société gazière, et Cenovus Energy Inc. (« Cenovus »), société pétrolière intégrée.

L'opération de scission, proposée initialement en mai 2008, visait à accroître la valeur à long terme pour les actionnaires en créant deux sociétés indépendantes et viables, chacune ayant la possibilité d'améliorer ses résultats en adoptant des stratégies d'exploitation mieux adaptées à ses actifs et à son plan d'affaires. En octobre 2008, face à un degré particulièrement élevé d'incertitude et de volatilité sur les marchés mondiaux de l'emprunt et des actions, EnCana a reporté la demande d'approbation de l'opération de scission par les actionnaires et les tribunaux, jusqu'à ce qu'il y ait des signes clairs d'une stabilisation des marchés financiers mondiaux. En septembre 2009, EnCana a annoncé qu'elle comptait aller de l'avant avec la scission.

Dans le cadre de l'opération de scission, les actionnaires d'EnCana ont reçu une nouvelle action ordinaire d'EnCana et une action ordinaire de Cenovus contre chaque action ordinaire d'EnCana qu'ils détenaient antérieurement. Au 31 décembre 2009, EnCana comptait 751,3 millions d'actions ordinaires en circulation (750,4 millions en 2008; 750,2 millions en 2007).

EnCana a regroupé les activités poursuivies dans les secteurs isolables suivants :

- Le secteur **Canada** englobe 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 les activités connexes comprises dans le centre de coûts canadien.
- Le secteur **États-Unis** comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel et de LGN de la Société ainsi que les activités connexes comprises dans le centre de coûts américain.
- Le secteur **Activités d'optimisation des marchés** s'occupe principalement de la vente de la production appartenant à la Société. Ses résultats sont inclus dans les secteurs Canada et États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers, qui offrent une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Ces activités sont présentées dans le secteur Activités d'optimisation des marchés.
- Le secteur **Activités non sectorielles et autres activités** comprend principalement des gains ou des pertes latents inscrits relativement aux instruments financiers dérivés. Une fois les montants réglés, les gains et les pertes réalisés sont inscrits dans le secteur d'exploitation auquel se rattachent les instruments dérivés.

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

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

- La **division Canada**, anciennement la division Contreforts canadiens, qui comprend les actifs de mise en valeur et de production de gaz naturel situés en Colombie-Britannique et en Alberta, et le projet d'exploitation de gaz naturel Deep Panuke au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Quatre importantes zones de ressources relèvent de cette division : (i) Greater Sierra dans le nord-est de la Colombie-Britannique, qui comprend la zone de schiste de Horn River; (ii) Cutbank Ridge à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, où se trouve la formation de Montney; (iii) Bighorn dans le centre-ouest de l'Alberta et (iv) Coalbed Methane (« CBM ») dans le sud de l'Alberta.
- La **division États-Unis**, qui comprend les actifs de mise en valeur et de production de gaz naturel situés aux États-Unis. Quatre importantes zones de ressources relèvent de cette division : (i) Jonah dans le sud-ouest du Wyoming; (ii) Piceance dans le nord-ouest du Colorado; (iii) East Texas au Texas et (iv) Fort Worth au Texas. La division États-Unis s'occupe aussi de la mise en valeur de la zone de schiste de Haynesville, qui chevauche la Louisiane et le Texas, et elle pilote l'incursion récente dans la zone de schiste de Marcellus, en Pennsylvanie.

Parallèlement à l'opération de scission, les actifs d'amont qui relevaient auparavant des divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées d'EnCana ont été cédés à Cenovus. EnCana a donc mis à jour la présentation de son information financière, les divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées du Canada étant désormais regroupées dans **Canada – Autres activités**. Les résultats du secteur Canada – Autres activités figurent dans les activités poursuivies. Les actifs de raffinage en aval aux États-Unis ont également été cédés à Cenovus. Les résultats des activités de raffinage en aval aux États-Unis, antérieurs à l'opération de scission du 30 novembre 2009, figurent dans les activités abandonnées. Les résultats des périodes antérieures ont été retraités pour tenir compte de cette nouvelle présentation.

Présentation des résultats pro forma et consolidés

Ce rapport de gestion présente les résultats financiers et d'exploitation d'EnCana sur une base pro forma et consolidée.

Les résultats pro forma d'EnCana ne comprennent pas les résultats d'exploitation des actifs cédés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission et ils rendent compte des variations des résultats historiques d'EnCana qui auraient découlé de l'opération de scission, au chapitre de l'impôt sur les bénéfices, de l'amortissement et de l'épuisement et des coûts de l'opération. Cette information est présentée pour faciliter la compréhension des résultats financiers historiques d'EnCana relativement aux actifs qu'elle a conservés à la suite de l'opération de scission.

Les résultats consolidés de 2009 d'EnCana correspondent à 12 mois d'exploitation d'EnCana et à 11 mois d'exploitation de Cenovus. Les résultats consolidés de 2008 et de 2007 correspondent à 12 mois d'exploitation d'EnCana et de Cenovus.

Mesures hors PCGR

Le présent rapport de gestion contient certaines mesures non conformes aux PCGR que l'industrie du pétrole et du gaz et EnCana utilisent en général pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des informations supplémentaires concernant la liquidité de la Société et sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. Des renseignements supplémentaires figurent sous la rubrique « Rapprochement de mesures hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Les flux de trésorerie constituent une mesure hors PCGR définie comme les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, compte non tenu de la variation nette des autres passifs et actifs, de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement des activités abandonnées. L'industrie du pétrole et du gaz et EnCana présentent généralement les flux de trésorerie pour aider la direction et les investisseurs à évaluer la capacité de la Société à financer ses programmes d'immobilisations et à remplir ses obligations financières.

Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui corrige le bénéfice net d'éléments non liés à l'exploitation qui, selon la direction, réduisent la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la Société entre les périodes. L'industrie du pétrole et du gaz et EnCana présentent généralement le bénéfice d'exploitation pour fournir aux investisseurs une information plus comparable entre les périodes.

Aperçu des résultats pro forma de 2009

Résultats pro forma déclarés par EnCana en 2009 :

- Flux de trésorerie de 5 021 M\$;
- Bénéfice d'exploitation de 1 767 M\$;
- Bénéfice net de 749 M\$;
- Production totale de 3 003 millions d'équivalents pieds cubes (« Mpi³e ») par jour (« Mpi³e/j »);
- Gains de couverture réalisés sur le gaz naturel, le pétrole brut et d'autres marchandises de 2 250 M\$ après impôts;
- Dépenses en immobilisations de 3 755 M\$;
- Prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, de 3,73 \$ le kpi³ et prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, de 48,15 \$ le baril (« b »).

Aperçu des résultats consolidés de 2009

Résultats déclarés par EnCana en 2009 :

- Conclusion de son projet de se scinder en deux sociétés énergétiques ouvertes indépendantes le 30 novembre 2009;
- Flux de trésorerie de 6 779 M\$;
- Bénéfice d'exploitation de 3 495 M\$;
- Bénéfice net de 1 862 M\$;
- Production totale de 4 365 Mpi³e/j;
- Gains de couverture réalisés sur le gaz naturel, le pétrole brut et les autres marchandises de 2 935 M\$ après impôts;
- Dépenses en immobilisations de 5 454 M\$;
- Prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, de 3,69 \$ le kpi³, et prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, de 49,65 \$ le baril.

Contexte commercial

Les résultats financiers d'EnCana ont été grandement influencés par les fluctuations des prix des marchandises, dont les écarts de prix, et par celles du taux de change du \$ CA par rapport au \$ US. Pour réduire le risque de prix, EnCana a mis en place un programme de couverture des prix des marchandises. De plus amples renseignements sur ce programme figurent sous la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion et à la note 20 afférente aux états financiers consolidés. 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 de référence trimestriels du marché et taux de change

(moyenne pour la période)	2009	T4	T3	T2	T1	2008	T4	T3	T2	T1	2007
Prix de référence du gaz naturel											
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	4,14 \$	4,23 \$	3,02 \$	3,66 \$	5,63 \$	8,13 \$	6,79 \$	9,24 \$	9,35 \$	7,13 \$	6,61 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	3,99	4,17	3,39	3,50	4,89	9,04	6,94	10,24	10,93	8,03	6,86
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	3,09	3,97	2,69	2,37	3,31	6,25	3,53	5,88	8,56	7,02	3,95
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	3,78	4,16	3,31	3,44	4,21	8,67	6,37	9,98	10,58	7,73	6,58
Écart de base (\$/Mbtu)											
AECO/NYMEX	0,40	0,19	0,67	0,39	0,35	1,23	1,10	1,28	1,71	0,84	0,75
Rocheuses/NYMEX	0,90	0,20	0,70	1,13	1,58	2,79	3,41	4,36	2,37	1,01	2,91
Texas/NYMEX	0,21	0,01	0,08	0,06	0,68	0,37	0,58	0,26	0,35	0,30	0,28
Prix de référence du pétrole brut											
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	62,09	76,13	68,24	59,79	43,31	99,75	59,08	118,22	123,80	97,82	72,41
Western Canadian Select (WCS) (\$/b)	52,43	64,01	58,06	52,37	34,38	79,70	39,95	100,22	102,18	76,37	49,50
Écart WTI/WCS (\$/b)	9,66	12,12	10,18	7,42	8,93	20,05	19,13	18,00	21,62	21,45	22,91
Taux de change											
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	0,876	0,947	0,911	0,857	0,803	0,938	0,825	0,961	0,990	0,996	0,930

Résultats financiers pro forma

Les principales informations financières pro forma présentées dans le tableau qui suit ne concernent que les activités courantes d'EnCana et doivent être lues conjointement avec l'information financière consolidée pro forma non vérifiée de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 présentée sous la rubrique « Renseignements supplémentaires » d'EnCana, les états financiers consolidés pro forma non vérifiés de la période terminée le 30 septembre 2009 et les états financiers consolidés pro forma non vérifiés de la période terminée le 30 juin 2009 et de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 présentés dans la circulation d'information d'EnCana relative à un arrangement concernant Cenovus Energy Inc. datée du 20 octobre 2009. Cette information ne comprend pas les résultats d'exploitation des actifs cédés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission et elle rend compte des changements prévus aux résultats historiques d'EnCana qui découleront de l'opération de scission, concernant notamment l'impôt sur les bénéfices, l'amortissement et l'épuisement et les coûts de l'opération. Cette information est présentée pour faciliter la compréhension des résultats financiers historiques d'EnCana liés aux actifs conservés par EnCana à la suite de l'opération de scission.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009	T4	T3	T2	T1	2008	T4	T3	T2	T1
Flux de trésorerie pro forma ¹⁾ par action – résultat dilué	5 021 \$	930 \$	1 274 \$	1 430 \$	1 387 \$	6 354 \$	1 502 \$	1 734 \$	1 661 \$	1 457 \$
	6,68	1,24	1,70	1,90	1,85	8,45	2,00	2,31	2,21	1,93
Bénéfice d'exploitation pro forma ²⁾ par action – résultat dilué	1 767	373	378	472	544	2 605	546	805	703	551
	2,35	0,50	0,50	0,63	0,72	3,47	0,73	1,07	0,94	0,73
Bénéfice net pro forma par action – résultat dilué	749	233	(53)	92	477	3 405	671	2 228	643	(137)
	1,00	0,31	(0,07)	0,12	0,63	4,53	0,89	2,97	0,86	(0,18)

1) Les flux de trésorerie pro forma sont une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures hors PCGR » du présent rapport de gestion.

2) Le bénéfice d'exploitation pro forma est une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie pro forma

Comparaison de 2009 et de 2008

Les flux de trésorerie pro forma ont baissé de 1 333 M\$ pour s'établir à 5 021 M\$ sous l'effet des facteurs suivants :

- une diminution du prix moyen du gaz naturel qui, compte non tenu des opérations de couverture, s'est chiffré à 3,73 \$ le kpi³ en 2009 contre 7,99 \$ le kpi³ en 2008;
- une baisse du prix moyen des liquides qui, compte non tenu des opérations de couverture, s'est élevé à 48,15 \$ le baril en 2009 contre 84,38 \$ le baril en 2008;

- un recul des volumes de production de gaz naturel en 2009, lesquels ont atteint 2 840 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j ») contre 2 933 Mpi³/j en 2008; ce recul est essentiellement imputable à des arrêts et des baisses de production ainsi qu'au report de la complétion et du raccordement de puits vu la faiblesse des prix, facteurs en partie annulés par une réduction des redevances;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- des gains de couverture réalisés sur le gaz naturel, le pétrole brut et d'autres marchandises de 2 250 M\$ après impôts en 2009, en regard de pertes de couverture de 6 M\$ après impôts en 2008;
- une baisse des taxes à la production et des impôts miniers, des charges d'exploitation et des frais de transport et de vente à la suite essentiellement d'une baisse du taux de change \$ US/\$ CA et de mesures d'économie.

EnCana a déclaré des flux de trésorerie pro forma de 5 021 M\$ pour 2009, comparativement à 4 200 M\$ dans les prévisions de l'entreprise du 12 novembre 2009. Les résultats pro forma réels ont été supérieurs aux prévisions du fait principalement de l'inclusion, dans ces prévisions, d'impôts à payer à la suite de la liquidation de la société de personnes active dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada et des coûts de l'opération de scission, comme il en est fait mention dans le document.

Comparaison des quatrième trimestres de 2009 et 2008

Le flux de trésorerie pro forma ont diminué de 572 M\$ pour s'établir à 930 M\$ sous l'effet des facteurs suivants :

- une baisse du prix moyen du gaz naturel qui, compte non tenu des opérations de couverture, s'est établi à 4,47 \$ le kpi³ en 2009 contre 5,39 \$ le kpi³ en 2008;
- une contraction des volumes de production de gaz naturel en 2009, qui se sont élevés à 2 687 Mpi³/j contre 2 979 Mpi³/j en 2008; cette baisse s'explique essentiellement par des arrêts et des baisses de production ainsi que par le report de la complétion et du raccordement de puits par suite de la faiblesse des prix, annulés en partie par une réduction des redevances.

Bénéfice d'exploitation pro forma

Sommaire du bénéfice d'exploitation pro forma

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009		2008	
	Par action ¹⁾		Par action ¹⁾	
Bénéfice net pro forma, montant déjà établi	749 \$	1,00 \$	3 405 \$	4,53 \$
Ajouter (les pertes) et déduire les gains :				
Gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché (après impôts)	(1 352)	(1,80)	1 299	1,73
Gain (perte) de change hors exploitation (après impôts)	334	0,45	(598)	(0,80)
Gain (perte) à l'abandon d'activités (après impôts)	-	-	99	0,13
Bénéfice d'exploitation pro forma	1 767 \$	2,35 \$	2 605 \$	3,47 \$

1) Par action ordinaire – résultat dilué

Comparaison de 2009 et de 2008

Le bénéfice d'exploitation pro forma a diminué de 838 M\$ pour s'établir à 1 767 M\$. Outre les éléments influant sur les flux de trésorerie pro forma déjà cités, il faut ajouter un élément important qui a pesé sur le bénéfice d'exploitation pro forma :

- une baisse de 326 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite d'une diminution des volumes de production et d'une réduction du taux de change \$ US/\$ CA.

Bénéfice net pro forma

Comparaison de 2009 et de 2008

Le bénéfice net pro forma a diminué de 2 656 M\$ pour se chiffrer à 749 M\$. Les principaux éléments qui ont influé sur le bénéfice net pro forma sont les suivants:

- la baisse du prix moyen du gaz naturel et des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, ainsi que la contraction des volumes de production de gaz naturel dont il est question sous la rubrique « Flux de trésorerie pro forma » du présent rapport de gestion;
- l'incidence nette des opérations de couverture réalisées et latentes, après impôts, qui s'est soldée par un apport de 898 M\$ au bénéfice net pro forma de 2009 en regard de 1 293 M\$ en 2008;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- des gains de change hors exploitation de 334 M\$ après impôts en 2009, contre des pertes de 598 M\$ après impôts en 2008;
- une diminution des charges d'exploitation dont il est question sous la rubrique « Flux de trésorerie pro forma » du présent rapport de gestion;
- une baisse de 326 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement, qui s'explique essentiellement par un recul des volumes de production et par une diminution du taux de change \$ US/\$ CA.

Comparaison des quatrième trimestres de 2009 et 2008

Le bénéfice net pro forma a diminué de 438 M\$ pour s'établir à 233 M\$. Les principaux éléments qui ont influé sur le bénéfice net pro forma sont les suivants:

- la baisse du prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, et la contraction des volumes de production de gaz naturel dont il est question sous la rubrique « Flux de trésorerie pro forma » du présent rapport de gestion;
- l'incidence nette des opérations de couverture réalisées et latentes, après impôts, qui s'est soldée par un apport de 193 M\$ au bénéfice net pro forma en 2009, comparativement à 818 M\$ en 2008;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- des pertes de change hors exploitation de 5 M\$ après impôts en 2009, en regard de pertes de 350 M\$ après impôts en 2008.

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

(en millions de dollars)	2009	2008	T4 2009	T4 2008
Gains (pertes) latents établis à la valeur de marché (après impôts) ¹⁾	(1 352) \$	1 299 \$	(135) \$	475 \$
Gains (pertes) de couverture réalisés (après impôts) ²⁾	2 250	(6)	328	343
Incidence des opérations de couverture sur le bénéfice net	898 \$	1 293 \$	193 \$	818 \$

1) Compris dans les résultats financiers des « Activités non sectorielles et autres activités ». De plus amples renseignements sur les gains (pertes) latents établis à la valeur de marché figurent sous la rubrique « Activités non sectorielles et autres activités » du présent rapport de gestion.

2) Compris dans les résultats financiers des divisions.

Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009	T4	T3	T2	T1	2008	T4	T3	T2	T1	2007
Flux de trésorerie ¹⁾	6 779 \$	603 \$	2 079 \$	2 153 \$	1 944 \$	9 386 \$	1 299 \$	2 809 \$	2 889 \$	2 389 \$	8 453 \$
par action – résultat dilué	9,02	0,80	2,77	2,87	2,59	12,48	1,73	3,74	3,85	3,17	11,06
Bénéfice d'exploitation ²⁾	3 495	855	775	917	948	4 405	449	1 442	1 469	1 045	4 100
par action – résultat dilué	4,65	1,14	1,03	1,22	1,26	5,86	0,60	1,92	1,96	1,39	5,36
Bénéfice net	1 862	636	25	239	962	5 944	1 077	3 553	1 221	93	3 959
par action – résultat dilué	2,48	0,85	0,03	0,32	1,28	7,91	1,43	4,73	1,63	0,12	5,18

1) Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures hors PCGR » du présent rapport de gestion.

2) Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie consolidés

Comparaison de 2009 et de 2008

Les flux de trésorerie ont diminué de 2 607 M\$ pour s'établir à 6 779 M\$ sous l'effet des facteurs suivants :

- une baisse du prix moyen du gaz naturel qui, compte non tenu des opérations de couverture, s'est établi à 3,69 \$ le kpi³ en 2009 en regard de 7,94 \$ kpi³ en 2008;
- une baisse du prix moyen des liquides qui, compte non tenu des opérations de couverture, s'est établi à 49,65 \$ le baril en 2009 contre 76,58 \$ le baril en 2008;
- un recul des volumes de production de gaz naturel en 2009, qui se sont élevés à 3 602 Mpi³/j en regard de 3 838 Mpi³/j en 2008, à la suite essentiellement d'arrêts et de baisses de production et d'un report de la complétion et du raccordement de puits du fait de la faiblesse des prix et de volumes correspondant à un mois de moins d'activité dans le cas de Cenovus;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- des gains de couverture réalisés sur le gaz naturel, le pétrole brut et d'autres marchandises de 2 935 M\$ après impôts en 2009, en regard de pertes de 219 M\$ après impôts en 2008;
- une baisse des frais de transport et de vente, des charges d'exploitation, des taxes à la production et des impôts miniers, par suite essentiellement de coûts correspondant à un mois de moins d'activité dans le cas de Cenovus, de la baisse du taux de change \$ US/\$ CA et de mesures d'économie;
- des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées de 149 M\$ en 2009, en regard de flux de trésorerie négatifs de 441 M\$ en 2008;
- une baisse des impôts exigibles, compte non tenu de l'impôt lié aux opérations de couverture réalisées précitées, à la suite d'une diminution des flux de trésorerie, annulée en partie par une augmentation des impôts exigibles par suite de la liquidation de la société de personnes active dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada.

Comparaison de 2008 et de 2007

Les flux de trésorerie ont augmenté de 933 M\$ pour s'établir à 9 386 M\$ sous l'effet des facteurs suivants :

- une hausse du prix moyen du gaz naturel qui, compte non tenu des opérations de couverture, s'est établi à 7,94 \$ le kpi³ en 2008 contre 5,89 \$ le kpi³ en 2007;
- une hausse du prix moyen des liquides qui, compte non tenu des opérations de couverture, s'est établi à 76,58 \$ le baril en 2008 en regard de 50,05 \$ le baril en 2007;
- un accroissement des volumes de production de gaz naturel en 2008, qui ont atteint 3 838 Mpi³/j contre 3 566 Mpi³/j en 2007;
- une diminution des impôts exigibles à la suite de radiations accélérées de certaines dépenses en immobilisations aux États-Unis et des avantages accrus qui ont découlé d'un financement international, en partie annulée par un recouvrement d'impôts non récurrent en 2007 à la suite d'une modification de la législation fiscale au Canada;

ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par :

- des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées négatifs de 441 M\$ en 2008 en regard de flux de trésorerie de 678 M\$ en 2007;
- des pertes de couverture réalisées sur le gaz naturel, le pétrole brut et d'autres marchandises de 219 M\$ après impôts en 2008, en regard de gains de 1 023 M\$ après impôts en 2007;
- une hausse des frais de vente et de transport, des charges d'exploitation, des taxes à la production et des impôts miniers, des intérêts débiteurs et des frais d'administration.

Comparaison des quatrième trimestres de 2009 et 2008

Les flux de trésorerie ont diminué de 696 M\$ pour s'établir à 603 M\$ sous l'effet des facteurs suivants :

- une hausse des impôts exigibles liée essentiellement à la liquidation de la société de personnes active dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada;
- un recul des volumes de production de gaz naturel en 2009, qui se sont établis à 3 204 Mpi³/j contre 3 858 Mpi³/j en 2008, à la suite essentiellement de volumes correspondant à un mois de moins d'activité dans le cas de Cenovus et d'arrêts et de baisses de production ainsi que du report de la complétion et du raccordement de puits du fait de la faiblesse des prix;
- une baisse du prix moyen du gaz naturel qui, compte non tenu des opérations de couverture, s'est établi à 4,34 \$ le kpi³ en 2009 contre 5,44 \$ le kpi³ en 2008;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées négatifs de 13 M\$ en 2009 en regard de 593 M\$ en 2008;
- une hausse du prix moyen des liquides qui, compte non tenu des opérations de couverture, s'est établi à 62,25 \$ le baril en 2009 contre 33,81 \$ le baril en 2008.

Bénéfice d'exploitation consolidé

Sommaire du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009		2008		2007	
	Par action ¹⁾		Par action ¹⁾		Par action ¹⁾	
Bénéfice net, montant déjà établi	1 862 \$	2,48 \$	5 944 \$	7,91 \$	3 959 \$	5,18 \$
Ajouter (les pertes) et déduire les gains :						
Gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché (après impôts)	(1 792)	(2,38)	1 818	2,42	(811)	(1,06)
Gain (perte) de change hors exploitation (après impôts)	159	0,21	(378)	(0,50)	217	0,28
Gain (perte) à l'abandon d'activités (après impôts)	-	-	99	0,13	152	0,20
Recouvrement d'impôts futurs par suite de réductions du taux d'imposition	-	-	-	-	301	0,40
Bénéfice d'exploitation	3 495 \$	4,65 \$	4 405 \$	5,86 \$	4 100 \$	5,36 \$

1) Par action ordinaire – résultat dilué

Comparaison de 2009 et de 2008

Le bénéfice d'exploitation a diminué de 910 M\$ pour s'établir à 3 495 M\$. Outre les éléments précités qui ont influé sur les flux de trésorerie, les principaux éléments qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation ont été les suivants :

- la diminution de 331 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite essentiellement d'un recul des volumes de production et de la baisse du taux de change \$ US/\$ CA;
- une réduction des impôts futurs liés à la liquidation de la société de personnes active dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada et à d'autres éléments liés à l'opération de scission.

Bénéfice net consolidé

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

	2009	T4	T3	T2	T1	2008	T4	T3	T2	T1	2007
Activités poursuivies											
Bénéfice net tiré des activités poursuivies											
Exploitation	1 830 \$	589 \$	39 \$	211 \$	991 \$	6 499 \$	1 469 \$	3 833 \$	1 088 \$	109 \$	3 447 \$
par action – résultat de base	2,44	0,78	0,05	0,28	1,32	8,66	1,96	5,11	1,45	0,15	4,55
par action – résultat dilué	2,44	0,78	0,05	0,28	1,32	8,64	1,96	5,10	1,45	0,14	4,51
Total consolidé											
Bénéfice net	1 862	636	25	239	962	5 944	1 077	3 553	1 221	93	3 959
par action – résultat de base	2,48	0,85	0,03	0,32	1,28	7,92	1,44	4,74	1,63	0,12	5,23
par action – résultat dilué	2,48	0,85	0,03	0,32	1,28	7,91	1,43	4,73	1,63	0,12	5,18
Total de l'actif	33 827					47 247					46 974
Total de la dette à long terme	7 768					9 005					9 543
Produits, déduction faite des redevances	11 114	2 712	2 271	2 449	3 682	21 053	4 862	8 150	4 653	3 388	14 385

Le bénéfice net tiré des activités poursuivies comprend les résultats des actifs d'amont du secteur Canada – Autres activités cédés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission le 30 novembre 2009. Le bénéfice net consolidé total comprend les résultats des actifs de raffinage en aval cédés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission, qui sont classés dans les activités abandonnées.

Comparaison de 2009 et de 2008

Le bénéfice net a reculé de 4 082 M\$ pour s'établir à 1 862 M\$. Les principaux éléments qui ont influé sur le bénéfice net sont les suivants :

- la baisse des prix moyens du gaz naturel et des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, ainsi que le recul des volumes de production de gaz naturel, comme il est précisé sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;
- l'incidence nette des opérations de couverture réalisées et latentes après impôts, qui s'est soldée par un apport de 1 143 M\$ au bénéfice net en 2009 en regard de 1 599 M\$ en 2008;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- une baisse des impôts futurs par suite essentiellement de la liquidation de la société de personnes active dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada et d'autres éléments reliés à l'opération de scission, ce qui ne tient pas compte des incidences fiscales liées aux opérations de couverture et aux opérations de change hors exploitation;
- une baisse des charges d'exploitation, comme il est précisé sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;
- un bénéfice net tiré des activités abandonnées de 32 M\$ en 2009 en regard d'une perte nette de 555 M\$ en 2008;
- des gains de change hors exploitation de 159 M\$ après impôts en 2009, en regard de pertes de 378 M\$ après impôts en 2008.

Comparaison de 2008 et de 2007

Le bénéfice net a augmenté de 1 985 M\$ pour s'établir à 5 944 M\$. Les principaux éléments qui ont influé sur le bénéfice net sont les suivants :

- la hausse des prix moyens du gaz naturel et des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, et l'augmentation des volumes de production de gaz naturel, comme il est précisé sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;
- l'incidence nette des opérations de couverture réalisées et latentes après impôts, qui s'est soldée par un apport de 1 599 M\$ au bénéfice net en 2008 en regard de 212 M\$ en 2007;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- une perte nette au titre des activités abandonnées de 555 M\$ en 2008, en regard d'un bénéfice net de 512 M\$ en 2007;
- une augmentation des charges, d'exploitation comme il est précisé sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;
- des pertes de change hors exploitation de 378 M\$ après impôts en 2008, en regard de gains de 217 M\$ après impôts en 2007;
- une hausse de 378 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement, à la suite essentiellement de l'accroissement des volumes de production;
- une augmentation des impôts futurs, compte non tenu de l'impôt lié aux opérations de couverture réalisées et aux opérations de change hors exploitation, à la suite de radiations accélérées de certaines dépenses en immobilisations aux États-Unis et de l'incidence de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés au Canada prise en compte en 2007.

Comparaison des quatrième trimestres de 2009 et 2008

Le bénéfice net a diminué de 441 M\$ pour s'établir à 636 M\$. Les principaux éléments ayant influé sur le bénéfice net sont les suivants :

- l'incidence nette des opérations de couverture réalisées et latentes après impôts, qui s'est soldée par un apport de 223 M\$ au bénéfice net en 2009 en regard de 1 186 M\$ en 2008;
- un recul des volumes de production de gaz naturel et une baisse du prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, comme il est précisé sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- une baisse des impôts futurs à la suite essentiellement de la liquidation de la société de personnes active dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada et d'autres éléments liés à l'opération de scission, ce qui ne tient pas compte des incidences fiscales liées aux opérations de couverture et aux opérations de change hors exploitation;
- une hausse du prix moyen des liquides, compte non tenu des opérations de couverture, comme il est précisé sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion;
- des pertes de change hors exploitation de 19 M\$ après impôts en 2009, en regard de pertes de 119 M\$ après impôts en 2008.

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

(en millions de dollars)	2009	2008	2007	T4 2009	T4 2008
Gains (pertes) latents établis à la valeur de marché (après impôts) ¹⁾	(1 792) \$	1 818 \$	(811) \$	(200) \$	747 \$
Gains (pertes) de couverture réalisés (après impôts) ²⁾	2 935	(219)	1 023	423	439
Incidence des opérations de couverture sur le bénéfice net	1 143 \$	1 599 \$	212 \$	223 \$	1 186 \$

- 1) Compris dans les résultats financiers des « Activités non sectorielles et autres activités ». De plus amples renseignements sur les gains (pertes) latents établis à la valeur de marché figurent sous la rubrique « Activités non sectorielles et autres activités » du présent rapport de gestion.
- 2) Compris dans les résultats des divisions.

Dépenses en immobilisations, montant net

(en millions de dollars)	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés		
	2009	2008	2009	2008	2007
Division Canada	1 869 \$	2 459 \$	1 869 \$	2 459 \$	2 403 \$
Division États-Unis	1 821	2 682	1 821	2 682	1 935
Optimisation des marchés	-	1	2	17	6
Activités non sectorielles et autres activités	65	113	85	165	154
Canada – Autres activités ¹⁾	-	-	848	1 500	1 238
Activités abandonnées ²⁾	-	-	829	478	220
Dépenses en immobilisations	3 755	5 255	5 454	7 301	5 956
Acquisitions	260	1 174	260	1 174	2 688
Cessions	(1 075)	(857)	(1 161)	(857)	(481)
Canada – Autres activités ¹⁾	-	-	-	-	-
Acquisitions et cessions, montant net	-	-	(14)	(47)	14
Dépenses en immobilisations, montant net	2 940 \$	5 572 \$	4 539 \$	7 571 \$	8 177 \$

- 1) Le secteur Canada – Autres activités regroupe les activités qui relevaient auparavant des divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées et dont les actifs d'amont au Canada ont été cédés à Cenovus à la suite de l'opération de scission du 30 novembre 2009.
- 2) Les activités de raffinage en aval aux États-Unis de l'ancienne division Activités pétrolières intégrées sont incluses dans les activités abandonnées.

En 2009, 2008 et 2007, les dépenses en immobilisations d'EnCana ont été financées par les flux de trésorerie.

Au cours de 2009, les dépenses en immobilisations pro forma ont servi essentiellement à poursuivre la mise en valeur des principales zones de ressources d'EnCana en Amérique du Nord. Les dépenses en immobilisations pro forma, de 3 755 M\$, ont diminué du fait de la réduction du niveau d'activité dans le secteur amont et de la variation du taux de change moyen \$ US/\$ CA, d'où des dépenses en immobilisations en baisse de 131 M\$ en 2009 par rapport à 2008. Des renseignements supplémentaires concernant les dépenses en immobilisations de la Société figurent sous la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

Acquisitions et cessions

En 2009, la Société s'est départie de gisements de pétrole et de gaz naturel classiques arrivés à maturité pour un produit de 1 000 M\$ (400 M\$ en 2008) dans la division Canada, de 73 M\$ (251 M\$ en 2008) dans la division États-Unis et de 17 M\$ dans le secteur Canada – Autres activités (47 M\$ en 2008).

Le 3 novembre 2009, la Société a conclu la vente de Senlac Oil Ltd. pour une contrepartie en trésorerie de 83 M\$. Ces activités figurent dans le secteur Canada – Autres activités. En septembre 2008, la Société a conclu la vente de ses participations au Brésil pour un produit net de 164 M\$, avant les ajustements de clôture, ce qui s'est soldé par un gain à la vente de 124 M\$. Après comptabilisation d'impôts sur les bénéfices de 25 M\$, EnCana a inscrit un gain après impôts de 99 M\$.

Les acquisitions effectuées en 2008 comprenaient des achats de terrains d'environ 1 010 M\$ dans le gisement de schiste de Haynesville, en Louisiane. Celles de 2007 comprenaient l'achat d'actifs gaziers dans la zone de Deep Bossier et d'intérêts fonciers dans East Texas contre environ 2,55 G\$.

La Société a aussi procédé à des acquisitions et des cessions mineures en 2009, 2008 et 2007.

Flux de trésorerie disponibles

(en millions de dollars)	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés		
	2009	2008	2009	2008	2007
Flux de trésorerie ¹⁾	5 021 \$	6 354 \$	6 779 \$	9 386 \$	8 453 \$
Dépenses en immobilisations	3 755	5 255	5 454	7 301	5 956
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	1 266 \$	1 099 \$	1 325 \$	2 085 \$	2 497 \$

- 1) Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR, dont la définition figure sous la rubrique « Rapprochement des mesures hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux PCGR et qui, pour EnCana, correspondent à l'excédent des flux de trésorerie sur les dépenses en immobilisations, compte non tenu des acquisitions et des cessions nettes. La direction s'en sert pour déterminer les fonds disponibles pour des activités d'investissement, les dividendes et des activités de financement.

Les flux de trésorerie pro forma d'EnCana ont augmenté en 2009 par rapport à 2008 pour s'établir à 1 266 M\$. Les raisons des variations des flux de trésorerie pro forma et des dépenses en immobilisations pro forma sont exposées sous les rubriques « Flux de trésorerie pro forma » et « Dépenses en immobilisations, montant net » du présent rapport de gestion.

Réserves et production

Réserves prouvées de pétrole et de gaz

Depuis sa création, EnCana retient les services d'experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves et leur demande d'établir chaque année un rapport sur l'ensemble de ses réserves de gaz naturel et de liquides. La Société a un comité d'évaluation des réserves, formé de membres indépendants du conseil d'administration, qui étudie les compétences et la nomination des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves. Le comité examine en outre la procédure suivie pour la communication des informations aux experts. Toutes les réserves comptabilisées sont fondées sur des évaluations annuelles des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves. La communication par EnCana des données relatives aux réserves est couverte par le Règlement 51-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACVM »), modifié par un document de décision daté du 29 septembre 2008, qui permet l'adoption des normes d'information des États-Unis, y compris celles portant sur la conformité aux pratiques et aux procédures de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis et aux exigences en matière d'information sur les réserves du Financial Accounting Standards Board (« FASB »).

En date du 31 décembre 2009, la SEC exige que l'estimation des réserves de pétrole et de gaz soit faite à partir d'un prix moyen fondé sur les 12 derniers mois plutôt que sur les cours du dernier jour de l'année.

Réserves prouvées par pays

(Prix constants après redevances aux 31 décembre)	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Liquides ¹⁾ (en millions de barils)		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Canada ²⁾	5 349	7 847	7 292	35,5	954,0	868,9
États-Unis	5 713	5 831	6 008	41,2	51,6	58,3
Total	11 062	13 678	13 300	76,7	1 005,6	927,2

- 1) Les liquides comprennent le pétrole brut, les LGN et le condensat.
- 2) Avant le 30 novembre 2009, les réserves d'EnCana comprenaient les réserves du secteur Canada – Autres activités (anciennement les divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées - Canada) qui ont été cédées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Rapprochement des réserves prouvées par pays

(Prix constants après redevances pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009)	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Liquides ¹⁾ (en millions de barils)			Total ²⁾ (en milliards d'équivalents pieds cubes)
	Canada ³⁾	États-Unis	Total	Canada ³⁾	États-Unis	Total	
	Au début de l'exercice	7 847	5 831	13 678	954,0	51,6	1 005,6
Révisions et récupération améliorée	(755)	(845)	(1 600)	(80,3)	(12,6)	(92,9)	(2 157)
Extensions et découvertes	726	1 406	2 132	171,9	6,5	178,4	3 202
Acquisitions	28	-	28	0,5	-	0,5	31
Ventes de réserves en place ⁴⁾	(1 772)	(89)	(1 861)	(968,3)	(0,2)	(968,5)	(7 672)
Production	(725)	(590)	(1 315)	(42,3)	(4,1)	(46,4)	(1 593)
À la fin de l'exercice	5 349	5 713	11 062	35,5	41,2	76,7	11 523

1) Les liquides comprennent le pétrole brut, les LGN et le condensat.

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

3) Avant le 30 novembre 2009, les réserves d'EnCana comprenaient les réserves du secteur Canada – Autres activités (anciennement les divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées - Canada) qui ont été cédées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

4) La vente de réserves en place comprend la cession des actifs d'amont des divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées d'EnCana, à la suite de l'opération de scission du 30 novembre 2009.

Les réserves de gaz naturel d'EnCana ont diminué d'environ 19 % en 2009, du fait surtout des faibles prix moyens enregistrés sur 12 mois et de l'opération de scission. Environ 75 % des révisions à la baisse ont été le résultat direct des faibles prix moyens des 12 derniers mois et environ 80 % des réserves en place qui ont été vendues étaient liées à l'opération de scission. Les extensions et les découvertes ont ajouté 2 132 Gpi³ aux réserves, dont environ les deux tiers étaient situés aux États-Unis, le reste au Canada.

En 2009, les réserves de pétrole brut et de LGN d'EnCana ont diminué d'environ 77 % et ses réserves de bitume ont été cédées, la quasi-totalité à la suite de l'opération de scission.

Réserves des divisions Canada et États-Unis

(Au 31 décembre 2009)	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Liquides ¹⁾ (en millions de barils)		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Division Canada ²⁾	5 349	5 992	5 273	35,5	45,0	41,8
Division États-Unis	5 713	5 831	6 008	41,2	51,6	58,3
Total	11 062	11 823	11 281	76,7	96,6	100,1

1) Les liquides comprennent le pétrole brut, les LGN et le condensat.

2) Les réserves de 2008 et de 2007 ne comprennent pas celles du secteur Canada – Autres activités.

Rapprochement des réserves prouvées des divisions Canada et États-Unis

(Exercice terminé le 31 décembre 2009)	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Liquides ¹⁾ (en millions de barils)			Total ²⁾ (en milliards d'équivalents pieds cubes)
	Division Canada ³⁾	Division États-Unis	Total	Division Canada ³⁾	Division États-Unis	Total	
	Au début de l'exercice	5 992	5 831	11 823	45,0	51,6	96,6
Révisions techniques	(305)	(98)	(403)	0,2	(8,9)	(8,7)	(455)
Extensions et découvertes	676	1 557	2 233	6,5	6,7	13,2	2 312
Acquisitions	31	-	31	0,5	-	0,5	34
Ventes de réserves en place	(272)	(95)	(367)	(9,2)	(0,2)	(9,4)	(423)
Production	(447)	(590)	(1 037)	(5,8)	(4,1)	(9,9)	(1 096)
À la fin de l'exercice	5 675	6 605	12 280	37,2	45,1	82,3	12 774
Révisions de prix (SEC) ⁴⁾	(326)	(892)	(1 218)	(1,7)	(3,9)	(5,6)	(1 251)
À la fin de l'exercice (SEC)	5 349	5 713	11 062	35,5	41,2	76,7	11 523

1) Les liquides comprennent, le pétrole brut, les LGN et le condensat.

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

3) Ne comprend pas le secteur Canada – Autres activités.

4) L'incidence des prix nettement inférieurs aux fins de déclaration à la SEC (NYMEX : prix de 3,87 \$ le Mbtu au carrefour Henry en 2009, en comparaison de 5,71 \$ le Mbtu en 2008) est reflétée dans les révisions de prix pour la SEC.

Compte non tenu des révisions de prix aux fins de déclaration à la SEC, environ 169 % de la production liée aux activités pro forma d'EnCana a été remplacée au cours de 2009 par des ajouts aux réserves, compte non tenu des acquisitions et des cessions. Sur cette base, les réserves d'équivalent de gaz naturel liées aux activités pro forma d'EnCana ont augmenté d'environ 3 %.

Volumes de production

	2009	T4	T3	T2	T1	2008	T4	T3	T2	T1	2007
Gaz produit (Mpi ³ /j)											
Division Canada	1 224	1 071	1 201	1 343	1 281	1 300	1 302	1 351	1 289	1 256	1 255
Division États-Unis	1 616	1 616	1 524	1 581	1 746	1 633	1 677	1 674	1 629	1 552	1 345
	2 840	2 687	2 725	2 924	3 027	2 933	2 979	3 025	2 918	2 808	2 600
Liquides (b/j)											
Division Canada	15 880	12 477	15 909	17 624	17 567	19 980	19 702	19 947	20 155	20 123	18 272
Division États-Unis	11 317	11 586	10 325	11 699	11 671	13 350	12 831	13 853	13 482	13 232	14 180
	27 197	24 063	26 234	29 323	29 238	33 330	32 533	33 800	33 637	33 355	32 452
Volumes pro forma (Mpi ³ e/j) ¹⁾	3 003	2 831	2 883	3 100	3 203	3 132	3 174	3 227	3 120	3 008	2 795
Canada – Autres activités (Mpi ³ e/j) ^{1) 2)}	1 362	970	1 504	1 502	1 472	1 507	1 499	1 491	1 487	1 549	1 576
Volumes totaux (Mpi ³ e/j) ¹⁾	4 365	3 801	4 387	4 602	4 675	4 639	4 673	4 718	4 607	4 557	4 371

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

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

Les volumes de production totaux ont diminué de 6 % (274 Mpi³e/j) en 2009 par rapport à 2008, et de 4 % (129 Mpi³e/j) sur une base pro forma. Les volumes pro forma ont baissé du fait surtout d'arrêts et de baisses de production et du report de la complétion et du raccordement de puits vu la faiblesse des prix, et de baisses de rendement normales des biens classiques. Les volumes de production totaux du secteur Canada – Autres activités comprennent tous les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 des actifs pétroliers et gaziers cédés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission. Par conséquent, les volumes de production totaux de 2009 comprennent les activités d'exploitation d'EnCana sur 12 mois et celles de Cenovus sur 11 mois.

Les volumes de production totaux ont augmenté de 6 % (268 Mpi³e/j) en 2008 par rapport à 2007, par suite essentiellement d'un accroissement de 21 % de la production dans les principales zones de ressources de gaz naturel pro forma d'EnCana, annulé en partie par les baisses de rendement normales de biens classiques et l'incidence sur les volumes de production de cessions mineures de biens.

Résultats des divisions

Comme il est précisé sous la rubrique « Activités d'EnCana » du présent rapport de gestion, la Société a conclu l'opération de scission le 30 novembre 2009. Les divisions d'EnCana, après l'opération de scission, comprennent la division Canada (anciennement la division Contreforts canadiens) et la division États-Unis.

Division Canada

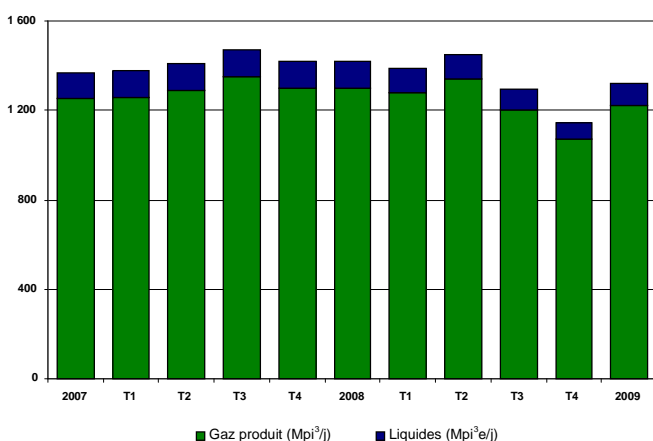
Résultats financiers

(en millions de dollars)	2009				2008				2007			
	Gaz	Liquides	Autres	Total	Gaz	Liquides	Autres	Total	Gaz	Liquides	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances et des couvertures	1 641 \$	277 \$	44 \$	1 962 \$	3 862 \$	622 \$	57 \$	4 541 \$	2 885 \$	413 \$	57 \$	3 355 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	1 400	-	-	1 400	(142)	(44)	-	(186)	347	(23)	-	324
Charges												
Taxes à la production et impôts miniers	11	3	-	14	28	5	-	33	36	3	-	39
Transport et vente	148	6	-	154	201	12	26	239	192	9	-	201
Exploitation	501	21	14	536	549	39	21	609	482	33	20	535
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	2 381 \$	247 \$	30 \$	2 658 \$	2 942 \$	522 \$	10 \$	3 474 \$	2 522 \$	345 \$	37 \$	2 904 \$

Prix net lié à l'exploitation

	2009		2008		2007	
	Gaz (\$/kpi ³)	Total (\$/kpi ³ e)	Gaz (\$/kpi ³)	Total (\$/kpi ³ e)	Gaz (\$/kpi ³)	Total (\$/kpi ³ e)
Prix	3,71	\$ 4,02	8,12	\$ 8,63	6,30	\$ 6,62
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,03	0,06	0,06	0,08	0,08
Transport et vente	0,33	0,32	0,42	0,41	0,42	0,40
Exploitation	1,13	1,09	1,15	1,13	1,05	1,03
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	2,22	2,58	6,49	7,03	4,75	5,11
Gain (perte) de couverture réalisé	3,16	2,93	(0,30)	(0,36)	0,76	0,65
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées	5,38	\$ 5,51	6,19	\$ 6,67	5,51	\$ 5,76

Volumes de production



- En 2009, les volumes de production de gaz naturel ont reculé de 6 % par rapport à 2008, pour s'établir à 1 224 Mpi³/j.
- En 2009, les volumes de production de liquides ont reculé de 21 % par rapport à 2008, pour se situer à 15 880 barils (« b ») par jour (« b/j »).
- En 2009, les volumes ont été inférieurs à 2008 par suite essentiellement d'arrêts et de baisses de production et du report de la complétion et du raccordement de puits en raison de la faiblesse des prix (environ 120 Mpi³/j), de la baisse de rendement normale de biens classiques et de l'incidence sur les volumes des cessions de biens en 2008 et 2009, facteurs annulés en partie par l'incidence de la baisse des redevances.

Principales zones de ressources

	Production quotidienne			Activité de forage (puits nets forés)		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Gaz naturel (Mpi³/j)						
Greater Sierra	199	220	211	57	106	109
Cutbank Ridge	310	296	258	71	82	93
Bighorn	159	167	126	69	64	62
CBM	316	304	259	490	698	1 079
Total (Mpi³/j)	984	987	854	687	950	1 343

Comparaison de 2009 et de 2008

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont diminué de 816 M\$ pour s'établir à 2 658 M\$, sous l'effet des facteurs suivants :

- une incidence de 2 169 M\$ par suite de la baisse des prix des marchandises, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base;
- une incidence de 397 M\$ par suite du recul des volumes de production de gaz naturel et de liquides;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- des gains de couverture réalisés de 1 400 M\$ en 2009, comparativement à des pertes de 186 M\$ en 2008;
- une baisse des frais de transport et de vente de 85 M\$, qui s'explique essentiellement par une diminution des volumes acheminés aux États-Unis et par la baisse du taux de change \$ US/\$ CA;
- une baisse des charges d'exploitation de 73 M\$ à la suite surtout de la baisse du taux de change \$ US/\$ CA, d'une réduction des frais de réparation et d'entretien, des frais de reconditionnement et du coût des produits chimiques du fait de la diminution du niveau d'activité, annulée en partie par une hausse des charges de rémunération à long terme par suite de la variation du cours de l'action d'EnCana.

Comparaison de 2008 et de 2007

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont augmenté de 570 M\$ pour s'établir à 3 474 M\$ sous l'effet des facteurs suivants :

- une incidence de 1 035 M\$ par suite de la hausse des prix des marchandises, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base;
- une incidence de 151 M\$ découlant de la hausse des volumes de production de gaz naturel et de liquides, avant tout attribuable à des forages fructueux ainsi qu'à une intensification des opérations de complétion et de raccordement dans les principales zones de ressources de CBM, Bighorn et Cutbank Ridge, hausse qui a été en partie annulée par la baisse de rendement normale de biens classiques;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- des pertes de couverture réalisées de 186 M\$ en 2008, comparativement à des gains de 324 M\$ en 2007;
- une montée des charges d'exploitation de 74 M\$ à la suite essentiellement d'une hausse des frais de réparation et d'entretien attribuable à des révisions systématiques d'installations, des frais de collecte et de traitement, des salaires et des avantages, des frais de reconditionnement, de l'impôt foncier et des frais de location, le tout contrebalancé par une réduction des charges de rémunération à long terme du fait de la variation du cours de l'action d'EnCana.

Dépenses en immobilisations

Comparaison de 2009 et de 2008

En 2009, les dépenses en immobilisations ont atteint 1 869 M\$; elles ont porté essentiellement sur les principales zones de ressources de CBM, Cutbank Ridge, Greater Sierra et Bighorn et sur Deep Panuke. La réduction de 590 M\$ des dépenses en immobilisations par rapport à 2008 découle surtout de la diminution des frais de forage et de complétion et de la baisse du taux de change \$ US/\$ CA, annulées en partie par l'intensification de l'activité à Deep Panuke. Le nombre de puits nets forés par la division Canada en 2009 s'est établi à 699 contre 1 064 en 2008.

Comparaison de 2008 et de 2007

En 2008, les dépenses en immobilisations se sont chiffrées à 2 459 M\$, soit à peu près du même ordre qu'en 2007. La diminution du niveau d'activité a été contrebalancée par une augmentation des dépenses en immobilisations. Le nombre de puits nets forés par la division Canada en 2008 s'est établi à 1 064 contre 1 539 en 2007.

Division États-Unis

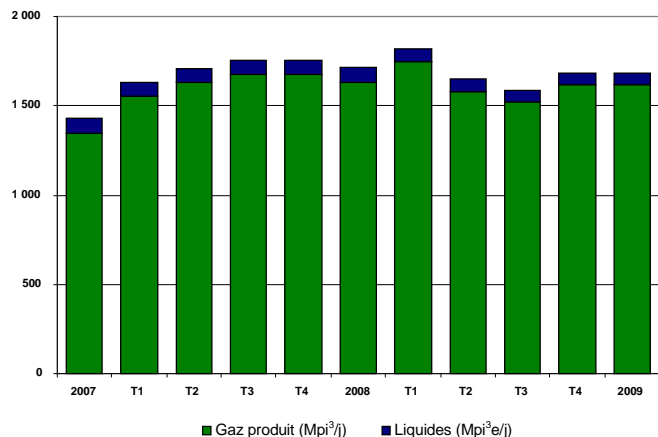
Résultats financiers

(en millions de dollars)	2009				2008				2007			
	Gaz	Liquides	Autres	Total	Gaz	Liquides	Autres	Total	Gaz	Liquides	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances et des couvertures	2 210 \$	201 \$	114 \$	2 525 \$	4 718 \$	407 \$	288 \$	5 413 \$	2 641 \$	309 \$	298 \$	3 248 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	2 012	-	-	2 012	216	-	-	216	1 124	-	-	1 124
Charges												
Taxes à la production et impôts miniers	100	18	-	118	334	36	-	370	167	22	-	189
Transport et vente	530	-	-	530	502	-	-	502	307	-	-	307
Exploitation	327	-	107	434	352	-	266	618	323	-	272	595
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	3 265 \$	183 \$	7 \$	3 455 \$	3 746 \$	371 \$	22 \$	4 139 \$	2 968 \$	287 \$	26 \$	3 281 \$

Prix net lié à l'exploitation

	2009		2008		2007	
	Gaz (\$/kpi ³)	Total (\$/kpi ³ e)	Gaz (\$/kpi ³)	Total (\$/kpi ³ e)	Gaz (\$/kpi ³)	Total (\$/kpi ³ e)
Prix	3,75 \$	3,92 \$	7,89 \$	8,17 \$	5,38 \$	5,65 \$
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	0,17	0,19	0,56	0,59	0,34	0,36
Transport et vente	0,90	0,86	0,84	0,80	0,62	0,59
Exploitation	0,55	0,53	0,59	0,56	0,65	0,62
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	2,13	2,34	5,90	6,22	3,77	4,08
Gain (perte) de couverture réalisé	3,41	3,27	0,36	0,34	2,29	2,15
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées	5,54 \$	5,61 \$	6,26 \$	6,56 \$	6,06 \$	6,23 \$

Volumes de production



- En 2009, les volumes de production de gaz naturel ont régressé de 1 % par rapport à 2008, pour s'établir à 1 616 Mpi³/j. Les succès remportés par les forages et les activités d'exploitation dans la zone de schiste de Haynesville et à East Texas ont été contrebalancés par des arrêts et des baisses de production et le report de la complétion et du raccordement de puits par suite de la faiblesse des prix (environ 200 Mpi³/j).
- En 2009, les volumes de production de liquides ont diminué de 15 % par rapport à 2008, pour s'établir à 11 317 b/j.

Principales zones de ressources

	Production quotidienne			Activité de forage (puits nets forés)		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Gaz naturel (Mpi³/j)						
Jonah	571	603	557	108	175	135
Piceance	362	385	348	129	328	286
East Texas	324	334	143	38	78	35
Fort Worth	136	142	124	26	83	75
Total (Mp³/j)	1 393	1 464	1 172	301	664	531

Les volumes de production de gaz naturel dans la zone de schiste de Haynesville, qui n'a pas encore été désignée comme principale zone de ressources, se sont élevés en moyenne à 70 Mpi³/j en 2009 contre 9 Mpi³/j en 2008, pour terminer l'année à environ 125 Mpi³/j.

Comparaison de 2009 et de 2008

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont diminué de 684 M\$ pour s'établir à 3 455 M\$ sous l'effet des facteurs suivants :

- une incidence de 2 589 M\$ attribuable à la baisse des prix des marchandises, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base;
- une incidence de 125 M\$ attribuable à la diminution des volumes de production de gaz naturel et de liquides;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- des gains de couverture réalisés de 2 012 M\$ en 2009, en regard de gains de 216 M\$ en 2008;
- une réduction des taxes à la production et des impôts miniers de 252 M\$, à la suite essentiellement de la baisse des prix des marchandises et de crédits d'impôt au titre de puits à coût élevé;
- une baisse des charges d'exploitation de 184 M\$ à la suite d'arrêts de production et d'une diminution de l'activité qui a réduit les frais de réparation et d'entretien, de main-d'œuvre, d'évacuation d'eau et de reconditionnement, annulés en partie par une augmentation des charges de rémunération à long terme du fait de la variation du cours de l'action d'EnCana.

Comparaison de 2008 et de 2007

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont augmenté de 858 M\$ pour s'établir à 4 139 M\$ sous l'effet des facteurs suivants :

- une incidence de 1 618 M\$ attribuable à la hausse des prix des marchandises, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, qui reflète les variations des prix de référence et des écarts de base;
- une incidence de 557 M\$ découlant essentiellement de l'augmentation des volumes de production de gaz naturel. Les volumes de gaz ont augmenté par suite des travaux de forage et d'exploitation fructueux à East Texas, Jonah, Piceance et Fort Worth, et des volumes additionnels qui ont découlé de l'acquisition de Deep Bossier et de la mise à niveau des installations de compression et de collecte à Jonah. Ces augmentations ont été légèrement contrebalancées par l'incidence d'arrêts de production (environ 100 Mpi³/j) à Piceance et à Jonah au quatrième trimestre de 2008, du fait de la faiblesse des prix;

ces facteurs ayant été en partie annulés par :

- des gains de couverture réalisés de 216 M\$ en 2008 contre 1 124 M\$ en 2007;
- une hausse des taxes à la production et des impôts miniers de 181 M\$, à la suite essentiellement d'une augmentation du prix du gaz naturel;
- une montée des frais de transport et de vente de 195 M\$, à la suite surtout d'une hausse des engagements de transport inutilisés et d'un allongement de la distance d'acheminement du gaz par le gazoduc *Rockies Express* pour réaliser des prix plus élevés.

Dépenses en immobilisations

Comparaison de 2009 et de 2008

Au cours de 2009, les dépenses en immobilisations de 1 821 M\$ en 2009 ont visé surtout les principales zones de ressources East Texas et Jonah, ainsi que la nouvelle zone de schiste de Haynesville. La baisse de 861 M\$ des dépenses par rapport à 2008 est essentiellement attribuable à la diminution de l'activité dans les principales zones de ressources Piceance, East Texas, Jonah et Fort Worth, annulée en partie par un accroissement des dépenses de forage et d'aménagement dans la zone de schiste de Haynesville. Le nombre de puits nets forés par la division États-Unis en 2009 a reculé pour s'établir à environ 390 contre 750 en 2008. Au cours de 2009, EnCana a également acquis ses premiers avoirs fonciers dans la zone de schiste de Marcellus, en Pennsylvanie.

Comparaison de 2008 et de 2007

En 2008, les dépenses en immobilisations ont atteint 2 682 M\$, en hausse de 747 M\$ par suite surtout d'une intensification des opérations de forage et de complétion dans les principales zones de ressources East Texas, Piceance et Jonah, dépenses qui tiennent compte de l'augmentation des coûts consécutive à l'acquisition de Deep Bossier, contrebalancée légèrement par une baisse des charges de rémunération à long terme immobilisées. Le nombre de puits nets forés par la division États-Unis en 2008 s'est élevé à 750 contre 644 en 2007.

Autres activités

À la suite de l'opération de scission du 30 novembre 2009, les actifs d'amont auparavant inclus dans les divisions Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées – Canada sont désormais présentés dans les activités poursuivies du secteur Canada – Autres activités suivant la méthode de la comptabilisation du coût entier. Par conséquent, les résultats déclarés pour 2009 portent sur 11 mois alors que ceux de 2008 portent sur 12.

CANADA – AUTRES ACTIVITÉS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2009				2008				2007			
	Gaz	Liquides	Autres	Total	Gaz	Liquides	Autres	Total	Gaz	Liquides	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances et des couvertures	922	\$ 2 249	\$ 68	\$ 3 239	2 392	\$ 3 440	\$ 185	\$ 6 017	1 946	\$ 2 321	\$ 226	\$ 4 493
Gain (perte) de couverture réalisé	859	38	87	984	(91)	(217)	(14)	(322)	240	(130)	26	136
Charges												
Taxes à la production et impôts miniers	15	23	1	39	36	38	1	75	34	29	-	63
Transport et vente	37	535	24	596	71	847	45	963	82	629	35	746
Exploitation	186	356	40	582	241	409	74	724	221	374	74	669
Produits achetés	-	-	(85)	(85)	-	-	(151)	(151)	-	-	(88)	(88)
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	1 543	\$ 1 373	\$ 175	\$ 3 091	1 953	\$ 1 929	\$ 202	\$ 4 084	1 849	\$ 1 159	\$ 231	\$ 3 239

Volumes de production

	2009	T4	T3	T2	T1	2008	T4	T3	T2	T1	2007
Gaz produit (Mpi ³ /j)	762	517	826	864	842	905	879	892	923	925	966
Liquides (b/j)	99 900	75 382	113 028	106 330	105 042	100 250	103 317	99 756	93 966	103 933	101 702
Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾	1 362	970	1 504	1 502	1 472	1 507	1 499	1 491	1 487	1 549	1 576

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

En 2009, les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont diminué de 993 M\$ à la suite essentiellement de la baisse des prix des marchandises et d'activités déclarées pour un mois de moins.

En 2009, les volumes de production de gaz naturel ont reculé de 16 % à la suite essentiellement de baisses de rendement normales et d'activités qui ont porté sur un mois de moins. En 2009, les volumes de production de liquides ont été à peu près les mêmes qu'en 2008, l'augmentation des volumes de Foster Creek et de Christina Lake ayant été contrebalancée par des activités déclarées pour un mois de moins.

Amortissement et épuisement

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Canada	1 980 \$	2 198 \$	2 298 \$
États-Unis	1 561	1 691	1 181
Optimisation des marchés	20	15	17
Activités non sectorielles et autres activités	143	131	161
Total de la charge d'amortissement et d'épuisement	3 704 \$	4 035 \$	3 657 \$
Charge d'amortissement et d'épuisement pro forma ¹⁾	2 770 \$	3 096 \$	

1) La charge d'amortissement et d'épuisement pro forma ne comprend pas les charges d'amortissement et d'épuisement liées aux actifs cédés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission et elle rend compte d'un ajustement apporté à la suite d'une variation du taux d'épuisement calculé pour le centre de coûts canadien d'EnCana.

Amortissement et épuisement – secteur amont

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

Comparaison de 2009 et de 2008

En 2009, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur amont a diminué de 348 M\$ par rapport à 2008 pour s'établir à 3 541 M\$ sous l'effet des facteurs suivants :

- une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement au Canada, à la suite essentiellement d'un recul des volumes de production et de la baisse du taux de change \$ US/\$ CA, annulés en partie par une hausse des taux d'amortissement et d'épuisement par suite d'une augmentation des frais de mise en valeur futurs;
- une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis, à la suite surtout d'une baisse des taux d'amortissement et d'épuisement du fait d'une diminution des frais de mise en valeur futurs et d'une augmentation des réserves prouvées.

Comparaison de 2008 et de 2007

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités d'amont s'est établie à 3 889 M\$ en 2008, en hausse de 410 M\$ par rapport à 2007 sous l'effet des facteurs suivants :

- les volumes de production ont augmenté de 6 %;
- les taux d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis ont été plus élevés, en raison principalement d'une augmentation des coûts immobilisés, attribuable surtout à l'acquisition de Deep Bossier. Les taux d'amortissement et d'épuisement au Canada ont été moins élevés en 2008 qu'en 2007, essentiellement par suite d'une augmentation des réserves prouvées.

Optimisation des marchés

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Chiffres consolidés		
	2009	2008	2007
Produits	1 607 \$	2 655 \$	2 944 \$
Charges			
Transport et vente	-	-	10
Exploitation	26	45	37
Produits achetés	1 545	2 577	2 858
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	36	33	39
Amortissement et épousément	20	15	17
Bénéfice sectoriel	16 \$	18 \$	22 \$

Les produits et les charges liés aux produits achetés aux fins d'optimisation des marchés correspondent aux activités qui confèrent à la Société la latitude opérationnelle voulue en ce qui a trait aux engagements de transport, au type de produit, 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 en 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de diminutions de prix, partiellement contrebalancées par une augmentation des volumes nécessaires aux activités d'optimisation des marchés. Les baisses enregistrées en 2008 par rapport à 2007 s'expliquent principalement par des diminutions de volumes rendues nécessaires pour optimiser les marchés, contrebalancées en partie par des hausses de prix.

Activités non sectorielles et autres activités

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Chiffres consolidés		
	2009	2008	2007
Produits	(2 615) \$	2 719 \$	(1 239) \$
Charges			
Exploitation	49	(13)	14
Amortissement et épuisement	143	131	161
Bénéfice sectoriel (perte)	(2 807) \$	2 601 \$	(1 414) \$

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

En 2009, les charges d'exploitation ont découlé essentiellement de pertes évaluées à la valeur du marché sur des contrats à long terme d'électricité.

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. La charge d'amortissement et d'épuisement comprend aussi des pertes de valeur liées à des zones d'exploration prometteuses à l'échelle internationale.

Sommaire des gains et des pertes latents établis à la valeur de marché

(en millions de dollars)	Chiffres consolidés		
	2009	2008	2007
Produits			
Gaz naturel	(2 538) \$	2 475 \$	(1 049) \$
Pétrole brut	(102)	242	(190)
	(2 640)	2 717	(1 239)
Charges	40	(12)	(4)
	(2 680)	2 729	(1 235)
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	(888)	911	(424)
Gains (pertes) latents établis à la valeur de marché, après impôts	(1 792) \$	1 818 \$	(811) \$

Afin de gérer la volatilité des prix des marchandises, qui a une incidence sur le bénéfice net, EnCana conclut divers contrats d'instruments financiers. Ces contrats ont été comptabilisés à la 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 entre les différentes périodes sur le marché des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés. De plus amples renseignements sur les contrats d'instruments financiers figurent à la note 20 afférente aux états financiers consolidés.

Charges

(en millions de dollars)	Chiffres pro forma ¹⁾		Chiffres consolidés		
	2009	2008	2009	2008	2007
Administration	359 \$	329 \$	477 \$	447 \$	356 \$
Intérêts débiteurs, montant net	371	368	405	402	234
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	37	40	71	77	63
Perte (gain) de change, montant net	(312)	673	(22)	423	(164)
(Gain) perte à la cession de participations	2	(143)	2	(141)	(65)
Charges totales	457 \$	1 267 \$	933 \$	1 208 \$	424 \$

1) Les charges pro forma ne comprennent pas les charges liées aux actifs pétroliers et gaziers cédés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission, mais elles rendent compte d'un ajustement au titre des charges de rémunération et des coûts d'opération.

Comparaison de 2009 et de 2008

Les charges consolidées ont diminué de 275 M\$ pour s'établir à 933 M\$, sous l'effet des facteurs suivants :

- Des pertes de change de 95 M\$ et des gains de change de 22 M\$ pour le quatrième trimestre de 2009 et l'exercice 2009, respectivement, en regard de pertes de 253 M\$ et de 423 M\$ pour le quatrième trimestre de 2008 et l'exercice 2008, respectivement, attribuables essentiellement à l'incidence du taux de change \$ US/\$ CA sur la dette libellée en \$ US émise au Canada, contrebalancée par la réévaluation de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, par le règlement d'opérations intersociétés libellées en devises et par la réévaluation d'éléments monétaires. Le change pro forma ne tient pas compte de l'incidence du change sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, en raison de la cession à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.
- Les frais d'administration ont augmenté à la suite surtout d'une hausse des charges de rémunération à long terme, annulée en partie par la baisse du taux de change \$ US/\$ CA. Les frais d'administration du quatrième trimestre de 2009 se sont élevés à 145 M\$, en regard de 67 M\$ au quatrième trimestre de 2008, la hausse étant surtout attribuable à l'augmentation des charges de rémunération à long terme, à l'accroissement des frais liés à l'opération de scission et à la montée du taux de change \$ US/\$ CA.
- Les gains sur cessions en 2008 ont trait essentiellement à la vente de participations au Brésil. Des renseignements supplémentaires sur les gains et les pertes sur cessions figurent sous la rubrique « Acquisitions et cessions » du présent rapport de gestion.

Comparaison de 2008 et de 2007

Les charges consolidées ont augmenté de 784 M\$ pour s'établir à 1 208 M\$ sous l'effet des facteurs suivants :

- Les pertes de change de 253 M\$ et de 423 M\$ pour le quatrième trimestre de 2008 et l'exercice 2008, respectivement, sont attribuables essentiellement aux effets du taux de change \$ US/\$ CA sur la dette libellée en \$ US émise au Canada, contrebalancés par la réévaluation de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise.
- Les intérêts débiteurs nets ont augmenté surtout à la suite de l'augmentation de l'encours moyen de la dette. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette d'EnCana s'est élevé à 5,5 % en 2008 contre 5,6 % en 2007.
- Les frais d'administration ont augmenté à la suite surtout de l'accroissement du personnel et de frais non récurrents liés au règlement de litiges, contrebalancés par une baisse des charges de rémunération à long terme du fait de la variation du cours de l'action d'EnCana. Le projet de restructuration de l'entreprise a également ajouté des coûts en raison du travail rendu nécessaire pour préparer l'opération. Les frais d'administration se sont élevés à 67 M\$ au quatrième trimestre de 2008, contre 96 M\$ au quatrième trimestre de 2007, la baisse s'expliquant essentiellement par la diminution des charges de rémunération à long terme et par le recul du taux de change \$ US/\$ CA, contrebalancés en partie par les coûts du projet de restructuration de l'entreprise et les autres frais annexes attribuables à la croissance.

Impôts sur les bénéfices

	Chiffres pro forma		Chiffres consolidés		
	2009	2008	2009	2008	2007
Taux d'imposition effectif	13,0 %	35,4 %	5,6 %	29,5 %	16,5 %
(en millions de dollars)					
Impôts exigibles	550 \$	568 \$	1 908 \$	997 \$	1 380 \$
Impôts futurs	(438)	1 297	(1 799)	1 723	(698)
Total des impôts	112 \$	1 865 \$	109 \$	2 720 \$	682 \$

Comparaison de 2009 et de 2008

Le total consolidé des impôts sur les bénéfices a baissé de 2 611 M\$ par rapport à 2008, à la suite essentiellement d'une diminution du bénéfice net avant impôts sur les bénéfices.

En 2009, le montant consolidé des impôts exigibles a augmenté de 911 M\$ par rapport à 2008. L'augmentation des impôts exigibles s'explique par la liquidation de la société de personnes active dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada et par la hausse des gains de couverture réalisés, facteurs qui ont été contrebalancés par la baisse des prix des marchandises et celle des volumes de production.

Le montant consolidé des impôts futurs a baissé de 3 522 M\$ en 2009 par rapport à 2008, par suite essentiellement de la reprise de gains de couverture latents et de la liquidation de la société de personnes active dans le secteur du pétrole et du gaz au Canada.

Comparaison de 2008 et de 2007

Le taux d'impôt effectif en 2007 a été inférieur du fait essentiellement d'une modification de la législation fédérale canadienne sur les sociétés et d'une réduction du taux d'imposition fédéral au Canada.

En 2008, le total consolidé des impôts exigibles a baissé de 383 M\$ par rapport à 2007. Ce chiffre comprend des impôts de 562 M\$ liés aux avantages fiscaux accrus découlant d'un financement à l'étranger et d'une modification de la législation fiscale aux États-Unis en 2008 qui permet d'accélérer la radiation de certaines dépenses en immobilisations, ces facteurs ayant été contrebalancés par une économie d'impôts ponctuelle de 179 M\$ en 2007 par suite d'une modification de la législation fiscale du Canada.

Le montant consolidé des impôts futurs a augmenté de 2 421 M\$ en 2008 par rapport à 2007, à la suite essentiellement de l'augmentation des gains de couverture latents établis à la valeur de marché, de l'accélération de la radiation de certaines dépenses en immobilisations aux États-Unis et de l'abaissement du taux d'imposition fédéral des sociétés au Canada en 2007.

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

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

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

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations pour les exercices 2009, 2008 et 2007 ont été affectées essentiellement aux systèmes d'information de l'entreprise, à des améliorations locatives et à du mobilier de bureau. Le 9 février 2007, EnCana a annoncé qu'elle avait conclu un bail de 25 ans avec un promoteur immobilier non lié pour le projet d'immeuble de bureaux *The Bow*. Les coûts des modifications des plans de l'immeuble ainsi que les améliorations locatives sont partagés entre EnCana et Cenovus.

Activités abandonnées

EnCana a rationalisé ses activités pour se concentrer sur celles d'amont en Amérique du Nord, d'où les dessaisissements dont il est tenu compte dans les Activités abandonnées ». En 2009, le bénéfice net d'EnCana tiré des activités abandonnées s'est élevé à 32 M\$ (perte de 555 M\$ en 2008; bénéfice de 512 M\$ en 2007). Des renseignements supplémentaires sur les activités abandonnées figurent dans la note 6 afférente aux états financiers consolidés.

Secteur aval – raffinage

À la suite de l'opération de scission du 30 novembre 2009, les activités d'EnCana sont désormais concentrées sur les activités liées au gaz naturel, lesquelles excluent les actifs de raffinage. C'est ce qui explique que les résultats déclarés par le secteur aval – raffinage figurent dans les activités abandonnées. Le secteur aval – raffinage était axé sur la transformation du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis, qui étaient détenues conjointement avec ConocoPhillips.

Activités médianes

Le gain de 75 M\$ à l'abandon d'activités constaté en 2007 est attribuable à l'expiration d'une obligation liée à la vente, en décembre 2005, des activités de traitement des LGN du secteur des activités médianes de la Société. L'obligation prévoyait le soutien potentiel du prix du marché et avait été prise en compte en 2005.

Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Flux de trésorerie nets liés aux			
Activités d'exploitation	7 873 \$	8 986 \$	8 262 \$
Activités d'investissement	(4 806)	(7 542)	(8 179)
Activités de financement	835	(1 439)	(119)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises	19	(33)	16
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	3 921 \$	(28) \$	(20) \$
Flux de trésorerie nets pro forma liés aux activités d'exploitation	5 041 \$	6 224 \$	

Activités d'exploitation

En 2009, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation ont diminué de 1 113 M\$ comparativement à 2008. En 2009, les flux de trésorerie se sont élevés à 6 779 M\$ contre 9 386 M\$ en 2008. Les raisons de ce mouvement sont analysées sous la rubrique « Flux de trésorerie consolidés » du présent rapport de gestion. Les variations nettes des autres éléments d'actif et de passif, les variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ainsi que les variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement des activités abandonnées ont également eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Compte non tenu de l'incidence des actifs et des passifs au titre de la gestion des risques à court terme, la Société disposait d'un fonds de roulement positif de 1 348 M\$ au 31 décembre 2009, contre un fonds de roulement négatif de 1 067 M\$ au 31 décembre 2008. EnCana s'attend à pouvoir remplir les conditions de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

En 2009, les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont diminué de 2 736 M\$ par rapport à 2008.

En 2009, les dépenses en immobilisations, acquisitions de biens comprises, ont reculé de 3 109 M\$ par rapport à 2008, alors que le produit des dessaisissements a augmenté de 274 M\$ par rapport à 2008. Les raisons de ces mouvements sont analysées sous les rubriques « Dépenses en immobilisations – montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

À la suite de l'opération de scission, EnCana a reçu les sommes que Cenovus lui devait et a investi le produit net d'environ 3 750 M\$ dans des titres négociables à court terme (les « billets de Cenovus »).

Activités de financement

Parallèlement à l'opération de scission, Cenovus a conclu, le 18 septembre 2009, un placement privé de billets de premier rang non garantis d'un capital total de 3 500 M\$. Le produit net tiré du placement privé a été déposé dans un compte en mains tierces devant être remis en libre disposition de Cenovus à la conclusion de l'opération de scission. Les placeurs pour compte ont déposé 3 468 M\$ dans le compte en question et Cenovus 151 M\$, ce qui a porté le total des fonds entiers à 3 619 M\$. Les fonds ont été remis en libre disposition de Cenovus à la conclusion de l'opération de scission. Cenovus les a utilisés pour régler les billets de Cenovus précités à payer à EnCana.

Compte non tenu des billets de Cenovus, en 2009, EnCana a procédé au remboursement de titres de créance à long terme d'un montant net de 1 606 M\$, contre l'émission d'un montant net de 6 M\$ en 2008. La dette à long terme totale d'EnCana, y compris la partie à court terme, s'établissait à 7 768 M\$ au 31 décembre 2009, contre 9 005 M\$ au 31 décembre 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 de deux facilités de crédit bancaires engagées et d'un prospectus préalable en \$ CA et d'un en \$ US.

Au 31 décembre 2009, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées inutilisées de 4,9 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 dont 565 M\$ peuvent être utilisés, qui reste engagée jusqu'en février 2013.

Le 21 mai 2009, EnCana a renouvelé un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre de titres de créance au Canada jusqu'à concurrence de 2,0 G\$ CA ou l'équivalent en monnaies étrangères. Au 31 décembre 2009, le montant inutilisé aux termes de ce prospectus s'élevait à 2,0 G\$ CA (1,9 G\$), sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. Ce prospectus expire en juin 2011.

EnCana dispose d'un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre de titres de créance aux États-Unis jusqu'à concurrence de 4,0 G\$ ou l'équivalent en monnaies étrangères. Au 31 décembre 2009, le montant inutilisé aux termes de ce prospectus s'élevait à 3,5 G\$, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. Ce prospectus, renouvelé en mars 2008, expire en avril 2010.

Au 31 décembre 2009, la capacité inutilisée dont disposait EnCana en vertu de prospectus préalables s'élevait à 5,4 G\$.

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

EnCana maintient une cote de crédit de première qualité sur sa dette non garantie de premier rang. Le 30 novembre 2009, à la suite de la conclusion de l'opération de scission, les services de notation de Standard & Poor's ont abaissé la note d'EnCana de A- à BBB+ et ont fait passer ses perspectives de « sous surveillance pour cause de perception négative » à « stables ». Les services aux investisseurs de Moody's ont confirmé la note de Baa2 avec des perspectives « stables ». DBRS Limited a maintenu la note A (bas) et a fait passer ses perspectives de « en examen avec implication évolutive » à « stables ». Ces cotes de crédit sont demeurées inchangées au 31 décembre 2009.

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter environ 37,5 millions de ses actions ordinaires aux termes d'une OPRA (offre publique de rachat d'actions), qui a débuté le 14 décembre 2009 et qui prend fin le 13 décembre 2010. Au cours de 2009, aux termes de l'OPRA en cours et d'une OPRA antérieure, EnCana n'avait racheté aucune action ordinaire, alors qu'elle en avait racheté 4,8 millions pour une contrepartie totale d'environ 326 M\$ en 2008. Les actionnaires peuvent consulter un exemplaire de l'avis d'intention de faire une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société à l'adresse investor.relations@encana.com.

EnCana verse un dividende trimestriel aux actionnaires selon ce que décide le conseil d'administration. Les versements de dividendes ont totalisé 1 051 M\$ en 2009 (1 199 M\$ en 2008; 603 M\$ en 2007) ou 1,40 \$ par action (1,60 \$ par action en 2008; 0,80 \$ par action en 2007). Du premier trimestre de 2008 jusqu'à la conclusion de l'opération de scission, EnCana a payé un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action. Le 31 décembre 2009, après l'opération de scission, EnCana a payé un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action. Le conseil d'administration de Cenovus a aussi déclaré un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action à payer le 31 décembre 2009 aux porteurs d'actions ordinaires de Cenovus. Ces dividendes ont été financés par les flux de trésorerie.

Les ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté sont utilisés par la direction pour gérer la dette globale de la Société et servent de mesures de sa santé financière générale. EnCana vise un ratio dette/capitaux permanents de moins de 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de moins de 2,0. Au 31 décembre 2009, le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté de la Société respectaient ces cibles. Le ratio dette/BAIIA ajusté pro forma était légèrement supérieur à cette cible, du fait essentiellement de la faiblesse du prix du gaz naturel enregistrée au cours de 2009.

Ratios financiers

	Chiffres pro forma	Chiffres consolidés		
	2009	2009	2008	2007
Ratio dette/capitaux propres ¹⁾²⁾	32 %	32 %	28 %	32 %
Ratio dette/BAIIA ajusté ¹⁾³⁾	2,1 x	1,3 x	0,6 x	1,2 x

- 1) La dette s'entend de la dette à long terme, y compris la partie à court terme.
- 2) 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.
- 3) Pour les 12 derniers mois, le BAIIA ajusté, mesure hors PCGR, s'entend du bénéfice net tiré des activités poursuivies avant gain ou perte à la cession de participations, impôts sur les bénéfices, gain ou perte de change, montant net des intérêts, charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et amortissement et épuisement.

EnCana disposait de liquidités et de placements à court terme totalisant environ 4,3 G\$ à la suite de la restructuration de l'entreprise décrite plus en détail sous la rubrique « Activités d'EnCana » du présent rapport de gestion. La Société a remboursé intégralement sa dette à court terme en 2009 et compte affecter une partie de son solde de trésorerie au paiement d'impôts exigibles d'environ 1,8 G\$ en février 2010.

Obligations contractuelles et éventualités

Obligations contractuelles et éventualités¹⁾

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue				Total
	2010	2011 et 2012	2013 et 2014	2015 et par la suite	
Dette à long terme ²⁾	200 \$	978 \$	1 500 \$	5 116 \$	7 794 \$
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	41	72	98	3 581	3 792
Transport par pipelines	438	991	998	1 911	4 338
Achats de biens et services	377	640	422	684	2 123
Contrats de location-exploitation ³⁾	69	158	329	3 238	3 794
Engagements relatifs à des dépenses en immobilisations	127	236	38	-	401
Autres engagements à long terme	2	4	3	24	33
Total	1 254 \$	3 079 \$	3 388 \$	14 554 \$	22 275 \$
Quote-part des coûts de Cenovus ⁴⁾	90 \$	179 \$	148 \$	1 576 \$	1 993 \$

- 1) La Société a en outre pris des engagements dans le cadre de son programme de gestion des risques. Se reporter à la note 20 afférente aux états financiers consolidés. La Société a également l'obligation de financer son régime de retraite à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi comme il est indiqué à la note 19 afférente aux états financiers consolidés.
- 2) Composante en capital uniquement. Se reporter à la note 15 afférentes aux états financiers consolidés.
- 3) Liés surtout aux locaux pour bureaux de l'immeuble *The Bow*.
- 4) Les coûts de location afférents à l'immeuble *The Bow* ainsi que les ententes de location de locaux pour bureaux de l'immeuble en cours continuent d'incomber à EnCana. Cenovus et EnCana ont conclu une entente sur le partage des coûts.

EnCana a conclu divers engagements ayant trait principalement à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes, à la location de locaux pour bureaux, à des arrangements visant l'achat de biens et services et à des engagements de dépenses de moindre importance. EnCana et Cenovus ont conclu un arrangement aux termes duquel la partie des engagements liés aux activités de Cenovus a été cédée à celle-ci à la suite de l'opération de scission et est exclue du tableau qui précède.

En 2010, la Société compte utiliser ses flux de trésorerie pour financer ses engagements.

Contrats de location-acquisition

Dans le cours normal de ses activités, EnCana loue des locaux pour bureaux pour son personnel de soutien des établissements périphériques et du siège social. À la suite de l'opération de scission, EnCana a convenu de sous-louer une partie des locaux pour bureaux de son siège social et de toucher un loyer de Cenovus fondé sur une formule préétablie. Ce loyer figure dans les produits du secteur Activités non sectorielles et autres activités.

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.

Le 20 novembre 2007, EnCana a fait l'acquisition de certains biens gaziers et fonciers situés au Texas pour une contrepartie d'environ 2,55 G\$, avant les ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Kilgore Properties LLC (« Brown Kilgore »), qui détenait la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins des impôts des États-Unis. Les liens de la Société avec Brown Kilgore constituaient un droit dans une EDDV du 20 novembre 2007 au 18 mai 2008. Pendant cette période, EnCana était le principal bénéficiaire de l'EDDV et consolidait les résultats de Brown Kilgore. Le 18 mai 2008, lorsque l'arrangement avec Brown Kilgore 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. Toutes les poursuites ont été réglées avant 2009, à une exception près. Sans admettre une quelconque responsabilité dans la poursuite restante, WD a réglé celle-ci le 16 octobre 2009.

Perspectives

EnCana compte porter une attention particulière à l'accroissement de la production du gaz naturel de son portefeuille diversifié de zones de ressources non classiques existantes et nouvelles en Amérique du Nord.

EnCana garde résolument le cap sur ses principaux objectifs, à savoir préserver sa solidité financière, optimiser ses dépenses en immobilisations et continuer à verser un dividende stable à ses actionnaires – objectifs atteints grâce à une approche rigoureuse des dépenses en immobilisations, à un programme d'investissement souple et à la gestion financière. EnCana figure depuis toujours parmi les sociétés aux coûts les plus bas de l'industrie du gaz naturel et est reconnue pour faire œuvre de pionnier dans le développement de zones de ressources et tirer parti de la technologie pour exploiter des ressources non classiques.

Le prix du gaz naturel est avant tout dicté par le jeu de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, les conditions météorologiques étant le facteur déterminant à court terme. EnCana estime que le gaz naturel constitue une source d'approvisionnement abondante, fiable et durable pour répondre aux besoins de l'Amérique du Nord.

Les résultats d'EnCana sont tributaires de facteurs de risque et de marché externes comme l'évolution des cours du pétrole brut et du gaz naturel, les mouvements des taux de change et les pressions inflationnistes exercées sur le coût des services. Des renseignements supplémentaires concernant l'incidence de ces facteurs sur les résultats de 2010 sont donnés dans les prévisions de l'entreprise, sur son site Web à l'adresse www.encana.com.

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;
- les risques liés à l'exploitation;
- les risques liés à la sécurité, à l'environnement et à la réglementation.

Les risques qui entachent, ou sont susceptibles d'entacher, la réputation d'EnCana sont généralement de nature stratégique ou portent sur des problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement et gérés. Des problèmes imprévus peuvent parfois obliger la Société à intervenir d'urgence. EnCana adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles de nuire à sa réputation et a établi des politiques, des procédures, des lignes directrices et des responsabilités cohérentes et claires à leur égard.

EnCana jouit d'une solide situation financière et continue de mettre en application son modèle d'affaires, qui cible la mise en valeur de zones de ressources d'une longue durée de vie à faible risque et à faible coût, et qui permet à la Société de bien résister à l'incertitude des marchés. La direction a adapté les stratégies de gestion des risques liés à l'exploitation et des risques financiers afin de pouvoir réagir rapidement à l'évolution de la conjoncture économique et atténuer ou réduire le risque.

Risques financiers

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

Les risques financiers comprennent notamment :

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

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

EnCana a adopté des politiques et des procédures relativement à la documentation et aux approbations requises pour l'utilisation d'instruments financiers dérivés et elle en lie expressément l'utilisation, dans le cas de marchandises, à l'atténuation du risque de prix pour atteindre les objectifs visés au chapitre du rendement des investissements et de la croissance, tout en maintenant les ratios financiers prescrits.

Dans le cas d'opérations mettant en jeu une production ou des actifs lui appartenant, EnCana a généralement recours à des instruments financiers comme des swaps ou des options conclus avec de grandes institutions financières, des sociétés intégrées du secteur de l'énergie ou des bourses de marchandises.

Pour atténuer en partie le risque lié au prix du gaz naturel, la Société conclut des swaps qui permettent de fixer les prix NYMEX. Pour se protéger contre la variation des écarts de prix du gaz naturel dans diverses régions productrices, EnCana a conclu des swaps visant à gérer l'écart de prix entre ces régions productrices et différents points de vente. Des renseignements supplémentaires, notamment le détail des instruments financiers détenus par EnCana en date du 31 décembre 2009, figurent à la note 20 afférente aux états financiers consolidés.

Les risques de contrepartie et de crédit font l'objet d'une gestion régulière et proactive. Une partie importante des comptes clients d'EnCana sont des créances de clients du secteur du pétrole et du gaz naturel. Pour atténuer le risque de crédit, le portefeuille des créances de la Société est régi par des politiques de crédit approuvées par le conseil d'administration et les pratiques en matière de crédit permettent de limiter les opérations selon la cote de solvabilité des parties et compte tenu d'opérations entièrement garanties.

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

Afin d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le \$ US et le \$ CA, EnCana peut conclure des contrats de change. Les gains ou les pertes sur ces contrats sont constatés au moment où est déterminé l'écart entre le cours au comptant mensuel moyen et le taux à la date du règlement. En maintenant ses activités aux États-Unis et au Canada, EnCana bénéficie dans une certaine mesure d'une couverture naturelle à l'égard du risque de change.

EnCana contracte aussi des emprunts en \$ US et en \$ CA afin de gérer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre les deux monnaies. Tout en émettant directement des titres de créance libellés en \$ US, la Société peut conclure des swaps croisés de devises à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la dette libellée en \$ US ou en \$ CA.

De façon générale, la Société atténue en partie son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en contractant des emprunts à taux fixe et à taux variable. EnCana peut conclure à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen additionnel de gérer la composition du portefeuille d'emprunts à taux fixe et variable.

Risques liés à l'exploitation

Les risques liés à l'exploitation sont définis comme étant le risque de perte ou d'occasion perdue découlant de ce qui suit :

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

La capacité de la Société de mener ses activités, de générer des flux de trésorerie, de mener à bien ses projets et d'évaluer les réserves est tributaire des risques financiers, y compris les prix des marchandises dont il a été fait mention, le maintien de la demande de ses produits et d'autres facteurs de risque qui échappent à son contrôle, dont le contexte général des affaires et les conditions des marchés, les récessions et les perturbations des marchés des capitaux, la capacité d'obtenir et de conserver un financement avantageux pour remplir ses engagements, les questions environnementales et réglementaires, les augmentations de coût imprévues, les redevances, les impôts, la disponibilité du matériel de forage et d'autres matériels, la capacité d'accéder à des terrains, les conditions météorologiques, la disponibilité de la capacité de traitement, la disponibilité et la proximité de la capacité des pipelines, les défaillances techniques, les accidents, la présence d'une main-d'œuvre qualifiée et la qualité des réservoirs.

Si EnCana est dans l'impossibilité d'acquérir ou de découvrir des réserves supplémentaires de gaz naturel, ses réserves et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels, ses flux de trésorerie dépendant donc grandement de l'exploitation fructueuse des réserves actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves supplémentaires.

Pour atténuer ces risques, dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la Société sont évalués compte tenu de tous les risques, y compris le risque géologique et le risque technique. Les équipes responsables des actifs font un examen approfondi du programme d'immobilisations antérieur pour découvrir les éléments clés de connaissance qui se dégagent, lesquels comprennent souvent des éléments opérationnels qui ont eu une incidence positive ou négative sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont élaborés à l'égard des éléments opérationnels qui ont une incidence défavorable sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés au plan du projet de l'exercice en question. Ces résultats sont analysés annuellement pour les besoins du programme d'immobilisations d'EnCana et les résultats ainsi que les enseignements tirés sont diffusés dans toute l'entreprise.

Le contrôle par les pairs permet de s'assurer que le risque que pose le projet d'investissement est bien évalué et que les enseignements tirés des projets antérieurs ont été diffusés dans toute l'entreprise. Ce contrôle est effectué principalement dans le cas de projets d'exploration et de zones de ressources à l'étape du démarrage, mais il peut s'appliquer à n'importe quel type de projet.

Lorsqu'elle prend des décisions en matière d'exploitation et d'investissement, EnCana compte sur un modèle d'affaires qui lui donne la marge de manœuvre nécessaire au chapitre de la répartition des capitaux pour optimiser les investissements axés sur les rendements des projets, la création de valeur à long terme et l'atténuation des risques. EnCana atténue également les risques liés à l'exploitation au moyen d'autres politiques, systèmes et processus ainsi que par la mise en œuvre d'un programme d'assurance exhaustif.

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

Les activités de la Société sont exposées à l'ensemble des risques liés à l'exploitation associés normalement à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel et de liquides, ainsi qu'à l'exploitation d'installations médianes. La Société a à cœur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes, notamment aux autorités de réglementation. Ces risques sont gérés par l'application de politiques et de normes conformes ou supérieures à la réglementation publique et aux normes sectorielles. La Société dispose en outre d'un système qui lui permet de repérer, de mesurer et de maîtriser les risques liés à la sécurité et à l'environnement, et qui prévoit la transmission régulière de rapports à la direction générale et au conseil d'administration. Le comité de la responsabilité générale, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'EnCana recommande l'approbation de la politique environnementale de la Société et surveille l'observation des lois et des règlements publics. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités courantes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. La Société a adopté des plans d'urgence afin de pouvoir intervenir rapidement en cas d'accident écologique et elle applique des stratégies de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement. De plus, EnCana gère les risques d'atteinte à la sécurité par le truchement de son programme de sécurité destiné à assurer la protection de son personnel et de ses biens.

EnCana a créé un comité d'enquête qui a pour mandat d'examiner les infractions éventuelles aux politiques et aux méthodes de la Société et instauré une ligne d'assistance téléphonique sur l'intégrité pour recueillir les préoccupations concernant ses activités, sa comptabilité ou ses contrôles internes.

Les activités d'EnCana sont assujetties à la réglementation et à l'intervention des gouvernements, qui peuvent viser ou interdire les forages, la complétion, notamment la fracturation hydraulique et le raccordement de puits, la production, la construction ou l'agrandissement d'installations et l'exploitation et l'abandon de gisements. Des droits contractuels peuvent être annulés ou expropriés. Des changements apportés à la réglementation publique peuvent avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de la Société, en plus d'imposer un coût de conformité.

Les risques réglementaires et juridiques sont établis par les divisions d'exploitation et les groupes non sectoriels, et la conformité d'EnCana aux lois et règlements applicables fait l'objet d'un suivi par le groupe des services juridiques qui se tient au fait de l'évolution et des changements des lois et des règlements, afin d'assurer qu'EnCana continue de s'y conformer. Il convient de noter à cet égard la façon dont EnCana gère les changements apportés à la réglementation relative aux changements climatiques et aux cadres de redevances dont il est question plus loin. Afin d'atténuer en partie les risques pour l'accès aux ressources, de se tenir au courant de l'évolution de la réglementation et d'agir en exploitant responsable, EnCana entretient des relations avec les principales parties prenantes et met en œuvre d'autres initiatives d'atténuation dont il est fait mention dans le présent rapport de gestion.

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 dépenses en immobilisations. Cependant, EnCana continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une stratégie en matière de changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité et soutenir les investissements dans le secteur.

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

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone sans effet sur les revenus, en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2008, s'applique à la quasi-totalité des combustibles fossiles, dont le diesel, le gaz naturel, le charbon, le propane et le mazout domestique. La taxe s'applique aux émissions dues à la combustion ainsi qu'à l'achat ou à l'utilisation de combustibles fossiles dans la province. Établie initialement à 10 \$ CA par tonne d'émissions d'équivalent carbone, elle est actuellement de 15 \$ CA la tonne et passera à 30 \$ CA la tonne d'ici à 2012. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Colombie-Britannique n'est pas notable pour EnCana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une gestion étroite.

Aux États-Unis, la loi intitulée *American Clean Energy and Security Act* (« ACESA »), adoptée par la Chambre des représentants 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 au niveau de 2005 avant 2020 et de 83 % avant 2050. La version du projet de loi au Sénat des États-Unis est toujours à l'étude. Quand le Sénat aura terminé ses travaux, les projets de loi de la Chambre et du Sénat devront être conciliés et présentés à l'administration américaine pour une approbation finale. EnCana continuera de suivre de près l'évolution de la situation en 2010.

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

- sa pondération considérable en biens gaziers;
- l'importance accordée à l'efficacité énergétique et à la mise au point de technologies pour réduire les émissions de GES;
- sa participation à l'élaboration de pratiques exemplaires pour le secteur d'activité.

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

- **Gérer les coûts existants**
Lorsque les règlements entreront en vigueur, un coût sera attribué aux émissions d'EnCana (ou à une partie de ces émissions) et, même si ces émissions ne sont pas importantes à ce stade, elles sont gérées de façon énergique afin de respecter les règlements. Des éléments comme un suivi efficace des émissions et l'observation de la consommation de carburant de la Société lui permettront de se focaliser sur la réduction des coûts.
- **Réagir aux signaux de prix**
À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires de compétence où EnCana exerce ses activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. La Société a lancé une initiative afin d'accroître l'efficacité énergétique de ses activités. Le prix des réductions éventuelles de dioxyde de carbone joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu du dioxyde de carbone, le cas échéant, EnCana essaie également de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.
- **Prévoir des scénarios de réductions futures**
EnCana continue de collaborer avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et de mesures de réduction. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions permet à la Société d'acquérir des connaissances utiles qu'elle emploiera pour ébaucher différentes stratégies de gestion de ses émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios fournissent des renseignements utiles à ses processus de planification à long terme et à ses analyses des conséquences de tendances suivies par la réglementation.

EnCana 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 en fonction 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.

Conventions comptables et estimations

Adoption de nouvelles normes comptables

Le 1^{er} janvier 2009, la Société a adopté 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.

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Plan de transition aux IFRS d'EnCana

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 au 1^{er} janvier 2011, y compris l'établissement des données comparatives nécessaires pour 2010.

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

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

Au cours de 2009, EnCana a accompli d'importants progrès dans son plan de transition. La Société a analysé les différents choix comptables pouvant être adoptés et elle a rédigé une version préliminaire de conventions comptables conformes aux IFRS. Les changements à apporter aux processus et aux systèmes ont été élaborés pour les principaux domaines qui seront touchés, les besoins en contrôle interne ayant été pris en considération. Les modifications apportées aux systèmes d'information ont été mises à l'essai et des séances de sensibilisation aux IFRS ont été dispensées aux intéressés en interne.

Les changements apportés aux processus et aux systèmes seront mis en œuvre au début de 2010 de manière à assurer l'obtention de données comparatives conformes aux IFRS. La version définitive des conventions comptables d'EnCana conformes aux IFRS devrait être prête pour le milieu de 2010. La quantification des répercussions des IFRS sera alors déterminée au moyen de données saisies antérieurement. Ces répercussions devraient être communiquées aux parties prenantes externes au second semestre de 2010.

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

Répercussions prévues sur les normes comptables

Les principaux domaines qui seront touchés chez EnCana comprennent toujours les immobilisations corporelles, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les tests de dépréciation, la rémunération à base d'actions et les impôts sur les bénéfices. Ces domaines sont les plus susceptibles d'avoir une incidence considérable sur les états financiers de la Société. L'analyse qui suit en donne un aperçu, ainsi que des exemptions possibles en vertu de la norme IFRS 1, « Première adoption des Normes internationales d'information financière. » En général, la norme IFRS 1 exige que le nouvel adoptant procède à l'application rétrospective des IFRS, bien qu'elle prévoit des exemptions facultatives et obligatoires à ces exigences.

Immobilisations corporelles

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

Les frais de préexploration représentent les dépenses engagées avant l'obtention du droit légal d'explorer et ils doivent être passés en charges selon les IFRS. Actuellement, EnCana capitalise et amortit ces coûts dans le centre de coûts du pays. En 2008 et en 2009, ces coûts n'ont pas été importants pour EnCana.

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

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

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

EnCana compte recourir à l'exemption prévue dans la norme IFRS 1, qui permet à la Société de présumer que les coûts des actifs d'amont en IFRS au 1^{er} janvier 2010 égalent la valeur comptable nette historique du secteur amont selon les PCGR du Canada. Le 1^{er} janvier 2010, les coûts d'exploration et d'évaluation en IFRS équivaldront au solde des biens non prouvés selon les PCGR du Canada et les coûts de mise en valeur en IFRS, au solde des comptes du coût entier. EnCana répartira les comptes du coût entier du secteur amont entre les réserves pour établir les unités d'amortissement au niveau de la zone.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

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

EnCana ayant l'intention de recourir à l'exemption prévue dans la norme IFRS 1 pour les actifs d'amont, la Société est tenue de réévaluer le solde de ses obligations liées à la mise hors service d'immobilisations le 1^{er} janvier 2010 et de comptabiliser l'ajustement dans les bénéfices non répartis.

Dépréciation

Selon les PCGR du Canada, EnCana est tenue de comptabiliser une perte de valeur dans le secteur amont si la valeur comptable excède les flux de trésorerie non actualisés des réserves prouvées du centre de coûts d'un pays. S'il faut comptabiliser une perte de valeur, elle doit correspondre au montant par lequel la valeur comptable excède le total de la juste valeur des réserves prouvées et probables et des coûts des biens non prouvés.

Selon les IFRS, EnCana est tenue de comptabiliser et d'établir une perte de valeur dans le secteur amont si la valeur comptable dépasse le montant recouvrable d'une unité générant des liquidités. Selon les IFRS, le montant recouvrable correspond au plus élevé de la juste valeur moins le coût de vente et de la valeur d'utilité. Les pertes de valeur, hormis l'écart d'acquisition, sont reprises selon les IFRS quand le montant recouvrable augmente. EnCana regroupera les actifs d'amont dans des unités générant des liquidités selon l'indépendance des rentrées de fonds des autres actifs ou des autres groupes d'actifs.

Rémunération à base d'actions

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

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

Impôts sur les bénéfices

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

Autres considérations concernant la norme IFRS 1

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

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

Dans le cas des régimes d'avantages sociaux, les gains et les pertes actuariels cumulatifs non amortis devraient être imputés aux bénéfices non répartis le 1^{er} janvier 2010. Par conséquent, ils ne seront pas recalculés rétrospectivement selon les principes des IFRS.

Autres prises de position récentes en comptabilité

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 les coûts de restructuration doivent être comptabilisés séparément du regroupement d'entreprises et être inclus dans l'état des résultats. L'adoption de cette norme aura des incidences sur le traitement comptable des regroupements d'entreprises 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 mentionné ci-dessous, remplace l'ancienne norme sur les états financiers consolidés. Le chapitre 1601 établit les exigences concernant la préparation des états financiers consolidés. L'adoption de cette norme 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 définit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. Il exige qu'une participation sans contrôle dans une filiale soit classée comme un élément distinct des capitaux propres. De plus, le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu sont attribués à la société mère et à la participation sans contrôle. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana.

Conventions comptables et estimations cruciales

La direction est tenue, pour l'application des principes comptables généralement reconnus, de poser des jugements et des hypothèses et de faire des estimations qui ont une incidence importante sur les résultats financiers de la Société. Le résumé des principales conventions comptables d'EnCana figure à la note 1 afférente aux états financiers consolidés. Les paragraphes qui suivent décrivent les conventions et les méthodes comptables qui jouent un rôle déterminant dans l'établissement des résultats financiers d'EnCana.

Comptabilisation du coût entier et réserves de pétrole et de gaz

Comme il a déjà été précisé, EnCana applique la méthode de comptabilisation du coût entier pour les activités pétrolières et gazières. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur les résultats, puisqu'elles constituent un élément essentiel du calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement et des tests de dépréciation. Une révision à la baisse des estimations des réserves peut se traduire par l'imputation d'une charge d'amortissement et d'épuisement supérieure au résultat net. Une dépréciation d'actifs d'amont est comptabilisée quand le montant net des coûts immobilisés excède les flux de trésorerie non actualisés des réserves prouvées du centre de coûts d'un pays. S'il y a lieu de comptabiliser une perte de valeur, celle-ci doit correspondre au montant par lequel la valeur comptable excède le total de la juste valeur des réserves prouvées et probables et des coûts des biens non prouvés. Une révision à la baisse des estimations des réserves peut donner lieu à la comptabilisation d'une dépréciation qui sera imputée aux bénéfices non répartis. Au 31 décembre 2009, EnCana avait déterminé qu'aucune réduction de valeur des actifs d'amont n'était nécessaire selon les PCGR du Canada.

Toutes les réserves et ressources de pétrole et de gaz naturel d'EnCana sont évaluées par des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves qui soumettent un rapport à cet égard. L'estimation des réserves est une démarche subjective. Les prévisions sont basées sur des données techniques, des taux de production futurs projetés, des prévisions de prix de marchandises estimatifs et le calendrier des dépenses futures, facteurs qui font tous l'objet de nombreuses incertitudes et de diverses interprétations. Les estimations des réserves pourront être révisées à la hausse ou à la baisse selon les résultats des forages, les essais, les niveaux de production et les possibilités économiques de récupération en fonction des prévisions de flux de trésorerie. Les ressources éventuelles ne sont pas classées comme des réserves en raison de l'absence d'un plan de mise en valeur commerciale incluant l'intention ferme de les mettre en valeur dans un laps de temps raisonnable. La récupération estimative à l'égard des ressources éventuelles visées par des baux tient compte d'études détaillées de réservoir et d'études pilotes, de la réussite démontrée de projets commerciaux analogues et de la densité des forages.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont des obligations juridiques en vertu desquelles des immobilisations corporelles à long terme comme des puits en production, des plates-formes de production en mer et des installations de traitement du gaz naturel doivent être mises hors service. La juste valeur des obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations est constatée dans le bilan consolidé lorsque les obligations sont engagées et qu'il est possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur. Les coûts de mise hors service d'immobilisations sont immobilisés et intégrés dans le coût des immobilisations à long terme correspondantes. Les variations de l'obligation estimative découlant de révisions du calendrier ou du montant estimatif des flux de trésorerie non actualisés sont comptabilisées comme un changement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et au coût de mise hors service des actifs connexes. Les augmentations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations attribuables à l'écoulement du temps sont inscrites à titre de charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'état consolidé des résultats.

L'établissement de la juste valeur comptabilisée au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est estimé par actualisation des flux de trésorerie futurs prévus. Les flux de trésorerie actualisés sont fondés sur la durée de vie des réserves, les coûts de mise hors service, le taux sans risque ajusté en fonction du crédit moyen pondéré et le taux d'inflation futur. Les dépenses effectivement engagées sont portées en diminution de l'obligation cumulée. Les estimations précitées auront une incidence sur les résultats en augmentant le passif lié à la mise hors service d'immobilisations, ce qui s'ajoute à l'amortissement du coût de la mise hors service d'actifs inclus dans les immobilisations corporelles.

Écart d'acquisition

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

La juste valeur utilisée dans le test de dépréciation est fondée sur des estimations des flux de trésorerie futurs actualisés qui comportent des hypothèses concernant les prix des marchandises, les réserves de pétrole et de gaz, les charges futures et les taux d'actualisation. EnCana a soumis son écart d'acquisition à un test de dépréciation au 31 décembre 2009 et a déterminé qu'aucune réduction de valeur n'était nécessaire.

Impôts sur les bénéfiques

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

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. Par conséquent, les impôts sur les bénéfiques sont soumis à l'incertitude relative à la mesure et les interprétations peuvent avoir une incidence sur le bénéfice net par l'entremise de la charge d'impôts et des actifs et des passifs d'impôts futurs.

Instruments financiers dérivés

Comme il est précisé sous la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion, EnCana utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de marché découlant du prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La Société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

Les instruments dérivés qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ou qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à la juste valeur. Ces instruments sont inscrits au bilan consolidé à titre d'actif ou de passif, les variations de leur juste valeur étant portées en résultat net. Les gains et les pertes réalisés liés au prix du gaz naturel et du pétrole brut sont constatés dans les produits tirés du gaz naturel et du pétrole brut au moment où la vente connexe a lieu. Les gains et les pertes latents sont constatés dans les produits à la fin de chaque exercice respectif. La juste valeur estimative des instruments dérivés se fonde sur les cours ou, en l'absence de cours, sur des indices de marché et des prévisions de source indépendante. La juste valeur estimative des actifs et des passifs financiers est soumise à l'incertitude relative à la mesure.

Pour 2007, 2008 et 2009, la Société a choisi de ne désigner aucune de ses activités de gestion des risques de prix comme des couvertures aux fins comptables et, en conséquence, elle a comptabilisé tous les instruments dérivés à la juste valeur, la variation de la juste valeur étant portée en résultat net.

Information pro forma

L'objectif de l'information pro forma d'EnCana est de montrer l'incidence de l'opération de scission sur les résultats de la Société au moyen d'un ajustement de l'information historique pour donner effet à l'opération de scission comme si elle avait eu lieu le 1^{er} janvier 2008. Les résultats pro forma d'EnCana excluent les résultats d'exploitation des actifs cédés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission et reflètent les changements prévus aux résultats historiques d'EnCana auxquels l'opération de scission aurait donné lieu, notamment en ce qui concerne l'impôt sur les bénéfices, la charge d'amortissement et d'épuisement et les coûts de l'opération.

L'information financière pro forma d'EnCana est tirée des états financiers pro forma d'EnCana, qui ont été dressés conformément aux lignes directrices publiées par la SEC des États-Unis et les Autorités canadiennes en valeurs mobilières.

Rapprochements de mesures non conformes aux PCGR

Résultats pro forma

Sommaire des flux de trésorerie pro forma

(en millions de dollars)	2009	2008
Flux de trésorerie pro forma liés aux activités d'exploitation	5 041 \$	6 224 \$
(Rajouter) déduire :		
Variation nette des autres éléments d'actif et de passif	38	(173)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement des activités poursuivies	(18)	43
Flux de trésorerie pro forma	5 021 \$	6 354 \$

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

(en millions de dollars)	2009	2008
Flux de trésorerie	6 779 \$	9 386 \$
Moins : états financiers détachés de Cenovus ¹⁾	2 232	3 088
Ajouter (déduire) les ajustements pro forma	474	56
Flux de trésorerie pro forma	5 021	6 354
Montants par action		
Flux de trésorerie		
– Résultat de base	9,03	12,51
– Résultat dilué	9,02	12,48
Flux de trésorerie pro forma		
– Résultat de base	6,69	8,47
– Résultat dilué	6,68	8,45

1) Cenovus Energy ayant été détachée le 30 novembre 2009, les informations cumulées portent sur les 11 mois terminés le 30 novembre 2009.

Sommaire du bénéfice d'exploitation pro forma

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009		2008	
	Par action ⁴⁾		Par action ⁴⁾	
Bénéfice net pro forma, déjà établi	749 \$	1,00 \$	3 405 \$	4,53 \$
Rajouter les (pertes) et déduire les gains suivants :				
Gain (perte) comptable latent établi à la valeur de marché, après impôts	(1 352)	(1,80)	1 299	1,73
Gain (perte) de change hors exploitation, après impôts ²⁾	334	0,45	(598)	(0,80)
Gain (perte) à la cession d'activités abandonnées, après impôts ³⁾	-	-	99	0,13
Bénéfice d'exploitation pro forma¹⁾	1 767 \$	2,35 \$	2 605 \$	3,47 \$

- 1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain (perte) après impôts à la cession d'activités abandonnées, de l'incidence après impôts des gains (pertes) comptables latents, établis à la valeur de marché, sur des instruments dérivés, des gains (pertes) de change après impôts à la conversion de la dette en \$ US émise au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, des gains (pertes) de change après impôts liés au règlement d'opérations intersociétés, de la charge d'impôts futurs au titre de la conversion de la dette intersociétés en \$ US constatée à des fins fiscales uniquement et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices. Le calcul du bénéfice d'exploitation de la Société ne tient pas compte des effets du change sur le règlement des opérations intersociétés importantes afin de fournir des informations plus comparables d'une période à l'autre.
- 2) Gains (pertes) de change latents après impôts à la conversion de la dette libellée en \$ US émise au Canada, des gains (pertes) de change réalisés liés au règlement d'opérations intersociétés, après impôts, et de la charge d'impôts futurs au titre de la conversion de change liée à la dette intersociétés en \$ US constatée à des fins fiscales uniquement. La majeure partie de la dette libellée en \$ US émise au Canada découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent cinq ans.
- 3) Pour 2008, gain à la vente des participations au Brésil.
- 4) Par action ordinaire – résultat dilué.

Rapprochement du bénéfice net consolidé et du bénéfice net pro forma

(en millions de dollars)		2009	2008
Bénéfice net		1 862 \$	5 944 \$
Moins : états financiers détachés de Cenovus ¹⁾		609	2 368
Ajouter (déduire) les ajustements pro forma		(504)	(171)
Bénéfice net pro forma		749	3 405
Montants par action			
Bénéfice net	– Résultat de base	2,48	7,92
	– Résultat dilué	2,48	7,91
Bénéfice net pro forma	– Résultat de base	1,00	4,54
	– Résultat dilué	1,00	4,53

- 1) Cenovus Energy ayant été détachée le 30 novembre 2009, les informations cumulées portent sur les 11 mois terminés le 30 novembre 2009.

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

(en millions de dollars)		2009	2008
Bénéfice d'exploitation		3 495 \$	4 405 \$
Moins : états financiers détachés de Cenovus ¹⁾		1 224	1 629
Ajouter (déduire) les ajustements pro forma		(504)	(171)
Bénéfice d'exploitation pro forma		1 767	2 605
Montants par action			
Bénéfice d'exploitation	– Résultat dilué	4,65	5,86
Bénéfice d'exploitation pro forma	– Résultat dilué	2,35	3,47

- 1) Cenovus Energy ayant été détachée le 30 novembre 2009, les informations cumulées portent sur les 11 mois terminés le 30 novembre 2009.

Résultats consolidés

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	7 873 \$	8 986 \$	8 262 \$
(Rajouter) déduire :			
Variation nette des autres éléments d'actif et de passif	23	(257)	(10)
Variation nette des éléments hors caisse du fonds de roulement des activités poursuivies	(29)	(1 353)	(108)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement des activités abandonnées	1 100	1 210	(73)
Flux de trésorerie	6 779 \$	9 386 \$	8 453 \$

Sommaire du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009		2008		2007	
	Par action ⁴⁾		Par action ⁴⁾		Par action ⁴⁾	
Bénéfice net, déjà établi	1 862 \$	2,48 \$	5 944 \$	7,91 \$	3 959 \$	5,18 \$
Rajouter les (pertes) et déduire les gains suivants :						
Gain (perte) comptable latent établi à la valeur de marché, après impôts	(1 792)	(2,38)	1 818	2,42	(811)	(1,06)
Gain (perte) de change hors exploitation, après impôts ²⁾	159	0,21	(378)	(0,50)	217	0,28
Gain (perte) à la cession d'activités abandonnées, après impôts ³⁾	-	-	99	0,13	152	0,20
Économie d'impôts futurs par suite de la baisse du taux d'imposition	-	-	-	-	301	0,40
Bénéfice d'exploitation ¹⁾	3 495 \$	4,65 \$	4 405 \$	5,86 \$	4 100 \$	5,36 \$

- 1) Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain (perte) après impôts à la cession d'activités abandonnées, de l'incidence après impôts des gains (pertes) comptables latents, établis à la valeur de marché, sur des instruments dérivés, des gains (pertes) de change après impôts à la conversion de la dette en \$ US émise au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, des gains (pertes) de change après impôts liés au règlement d'opérations intersociétés, de la charge d'impôts futurs au titre de la conversion de la dette intersociétés en \$ US constatée à des fins fiscales uniquement et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices. Le calcul du bénéfice d'exploitation de la Société ne tient pas compte des effets du change sur le règlement des opérations intersociétés importantes afin de fournir des informations plus comparables d'une période à l'autre.
- 2) Gains (pertes) de change latents après impôts à la conversion de la dette libellée en \$ US émise au Canada, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, des gains (pertes) de change réalisés liés au règlement d'opérations intersociétés, après impôts, et de la charge d'impôts futurs au titre de la conversion de change liée à la dette intersociétés en \$ US constatée à des fins fiscales uniquement. La majeure partie de la dette libellée en \$ US émise au Canada découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent cinq ans.
- 3) Pour 2008, gain à la vente des participations au Brésil. Pour 2007, gain à la vente d'actifs en Australie et de participations au Tchad ainsi que des ajustements finaux liés à la cession en 2005 d'activités de traitement de LGN.
- 4) Par action ordinaire – résultat dilué.

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 2010; 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; les projections relatives à la volatilité des prix du gaz naturel pour 2010 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les dépenses en immobilisations prévues de la Société pour 2010; la souplesse des budgets d'immobilisations prévus et des sources de financement sur lesquelles ils reposent; l'incidence du programme de gestion des risques de la Société, y compris celle du recours à des instruments financiers dérivés; l'incidence des modifications 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; les projections quant au fait que les acceptations bancaires de la Société et le programme de billets de trésorerie continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les facilités d'emprunt à terme; la conformité continue de la Société aux garanties

financières de ses facilités de crédit; la capacité de la Société de rembourser ses créanciers, de payer ses fournisseurs, de respecter ses engagements, de financer son programme d'immobilisations en 2010 et de verser des dividendes aux actionnaires; l'incidence des conditions de marché actuelles, y compris de la récente 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 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 gaz; les marges dégagées des activités de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux processus et de nouvelles installations; 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 traitement; 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. 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 2010 sont fondés sur une production moyenne de pétrole et de gaz pour 2010 de 3,2 à 3,3 milliards de pieds cubes équivalents (« Gpi³e ») par jour (« Gpi³e/j »), des estimations des prix des marchandises réels et un taux de change estimatif du \$ CA en \$ US compris entre 0,85 \$ et 0,96 \$ 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 11 février 2010 qui peut être consulté sur le site Web d'EnCana à www.encana.com et sur SEDAR à www.sedar.com.

Information sur le pétrole et le gaz

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz 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.

Protocoles concernant la déclaration de réserves

Selon les règles modifiées de la SEC, les réserves prouvées de 2009 d'EnCana ont été déterminées à partir d'un prix moyen sur 12 mois, établi comme la moyenne arithmétique non pondérée du prix en vigueur le premier jour de chaque mois sur les 12 mois précédant la fin de l'exercice. Pour 2009, le prix du gaz naturel au carrefour Henry ainsi calculé s'est établi à 3,87 \$ le Mbtu en regard de 5,71 \$ le Mbtu le 31 décembre aux fins de déclaration pour 2008. Comme EnCana n'utilise pas les prix obtenus aux fins de déclaration à la SEC dans l'exercice quotidien de ses activités ou aux fins de planification, elle a présenté l'information sur ses réserves pour 2009 dans le présent document comme des réserves « avant les révisions de prix pour la SEC » attribuables aux changements apportés aux hypothèses de prix du gaz naturel, qu'EnCana estime mieux refléter les ajouts annuels à ses réserves. Pour toutes les estimations des réserves « avant les révisions de prix pour la SEC » figurant dans le présent document, EnCana a utilisé les prix prévisionnels du carrefour Henry de 5,50 \$ le Mbtu pour 2010 et de 6,50 \$ le Mbtu pour 2011 et après. L'information concernant les réserves nettes prouvées de 2009 d'EnCana, telles qu'elles sont définies dans les protocoles de communication à la SEC, sera publiée dans le formulaire d'information annuelle de la Société plus tard au cours du mois présent. Cette information rendra compte du prix moyen communiqué à la SEC et des changements apportés à la suite de l'opération de scission de la Société.

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

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de pétrole brut et de LGN ont été convertis en 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 représentent 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, information pro forma, mesures hors PCGR et renvois à EnCana

Toute l'information contenue dans le présent rapport de gestion et dans les états financiers consolidés, ainsi que dans les données correspondantes, est présentée en \$ US, déduction faite des redevances, sauf indication contraire.

Information pro forma

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

Mesures hors PCGR

Certaines mesures qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie par action après dilution, les flux de trésorerie disponibles, le bénéfice d'exploitation, le bénéfice d'exploitation par action après dilution, le BAIIA ajusté, la dette, 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.

Renvois à EnCana

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

Renseignements supplémentaires

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires sur EnCana Corporation dans les documents publics de la Société, y compris sa notice annuelle, à www.sedar.com et sur le site Web de la Société à www.encana.com.