



30 septembre 2006

Rapport de gestion

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés (les « états financiers consolidés intermédiaires ») du trimestre terminé le 30 septembre 2006 et des états financiers consolidés et vérifiés et du rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2005. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Information prospective » qui figure à la fin de ce rapport de gestion.

Les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été dressés conformément aux PCGR du Canada et sont libellés en dollars américains, sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Le volume de production et de vente est présenté déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Ce rapport de gestion est en date du 24 octobre 2006.

	<u>Page</u>
Activités d'EnCana	2
Survol des résultats de 2006 par rapport à ceux de 2005	2
Contexte commercial	4
Acquisitions et cessions	6
Résultats financiers consolidés	7
Activités en amont	14
Optimisation des marchés	23
Activités non sectorielles	24
Dépenses en immobilisations	26
Activités abandonnées	27
Liquidités et ressources en capital	28
Obligations contractuelles et éventualités	30
Conventions comptables et estimations	32
Gestion des risques	32
Perspectives	34
Mise en garde	35

Certains termes employés dans le présent rapport sont définis dans l'information fournie sur le pétrole et le gaz naturel, les devises, les mesures hors PCGR ainsi que la définition d'EnCana contenue dans la rubrique intitulée « Avis » qui figure à la fin du présent rapport.

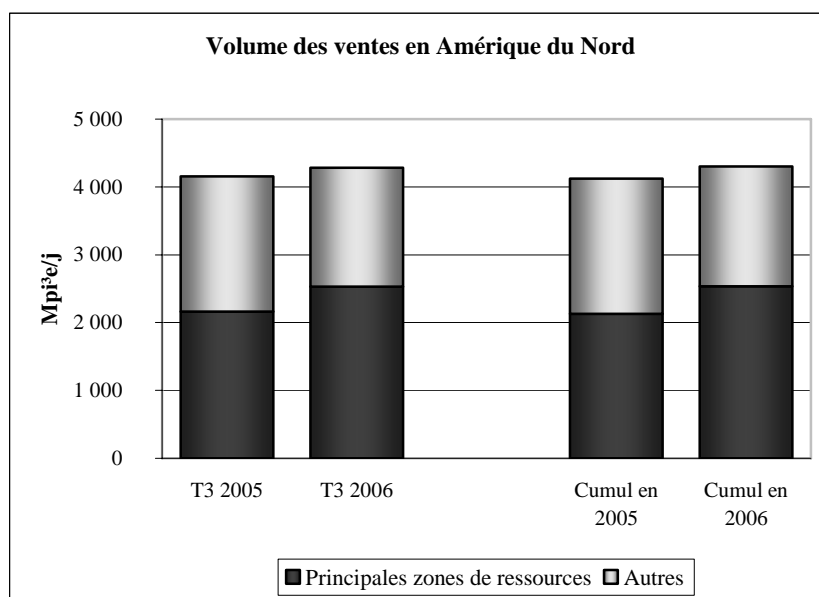
Activités d'EnCana

EnCana est une société pétrolière et gazière indépendante occupant une place de chef de file en Amérique du Nord.

Les activités poursuivies sont réparties dans deux secteurs :

- le secteur des activités en amont, qui englobe les activités de recherche, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») et des activités connexes. La société exerce la majeure partie de ses activités en amont au Canada et aux États-Unis. Les nouvelles activités d'exploration frontalières et internationales visent surtout les possibilités qu'offrent le Tchad, le Brésil, le Moyen-Orient, le Groenland et la France;
- les activités d'optimisation des marchés, qui visent à accroître la vente de la production d'EnCana. Dans le cadre de ces activités, le groupe de commercialisation procède à des achats et à des ventes de produits à des tiers qui accroissent la souplesse de l'exploitation d'EnCana en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.

Survol des résultats de 2006 par rapport à ceux de 2005



EnCana vise une croissance prévisible et rentable d'un portefeuille de zones de ressources ayant une longue durée de vie au Canada et aux États-Unis.

Au cours du troisième trimestre de 2006, EnCana a, par comparaison avec le troisième trimestre de 2005 :

- accru de 3 % le volume total des ventes en Amérique du Nord pour le porter à 4 262 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») d'équivalent gaz par jour (« Mpi³e/j »);
- accru les ventes de gaz naturel de 4 % pour les porter à 3 359 Mpi³/j;
- déclaré un recul de 21 % du prix du gaz naturel, lequel s'est établi à 5,75 \$ le kpi³, et obtenu, compte tenu des couvertures, un prix pour le gaz naturel de 6,57 \$ le kpi³, en baisse de 5 %;
- conclu la vente d'environ 47 900 barils par jour (b/j) à ses trois installations de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») (Foster Creek, Christina Lake et Senlac); la production moyenne de Foster Creek s'est établie quelque 37 100 barils par jour au cours du troisième trimestre de 2006 contre 27 000 pour la période correspondante de 2005;
- augmenté de 12 % la production des principales zones de ressources;

- déclaré des charges d'exploitation de 0,84 \$ le kpi³e, soit une augmentation de 22 %, essentiellement attribuable à l'appréciation du dollar canadien, à la hausse des tarifs d'électricité et aux reconditionnements;
- réalisé la cession de sa participation de 50 % dans la découverte du gisement de pétrole lourd Chinook, au large des côtes du Brésil, pour environ 350 M\$, auxquels se sont ajoutés des ajustements, et enregistré un gain à la cession de quelque 255 \$ après impôts;
- accru son bénéfice net de 411 % pour le porter à 1,4 G\$, surtout grâce à des gains non réalisés à la valeur du marché et au gain à la cession des actifs au Brésil;
- racheté 17,4 millions d'actions ordinaires au prix moyen de 51,95 \$ l'action dans le cadre de l'offre publique de rachat (« OPRA ») pour un coût total de 900 M\$.

Au cours de la période de neuf mois de 2006, par comparaison avec la période correspondante de 2005, EnCana a :

- accru de 4 % le volume total des ventes en Amérique du Nord pour le porter à 4 287 Mpi³e/j;
- augmenté les ventes de gaz naturel de 5 % pour les porter à 3 354 Mpi³e/j;
- conclu la vente, depuis le début de l'exercice, d'environ 46 900 barils par jour à ses trois installations de DGMV; la production de Foster Creek au cours de la période de neuf mois de 2006 s'est établie en moyenne à plus de 35 500 barils par jour contre environ 27 100 pour la période correspondante de 2005;
- ajouté deux principales zones de ressources : une zone de gaz naturel à Bighorn, dans la partie centre-ouest de l'Alberta, et un projet de mise en valeur de sables bitumineux par récupération in situ à Christina Lake, dans le nord-est de l'Alberta;
- accru de 14 % la production des principales zones de ressources;
- déclaré des charges d'exploitation de 0,82 \$ le kpi³e, soit une augmentation de 24 %, essentiellement attribuable à l'appréciation du dollar canadien, à l'intensification des activités sectorielles, à la hausse des tarifs d'électricité et aux reconditionnements;
- augmenté ses flux de trésorerie de 10 % pour les porter à 5,4 G\$;
- accru son bénéfice net de 371 % pour le porter à 5,0 G\$;
- conclu la vente de ses actifs en Équateur pour environ 1,4 G\$, la première étape de la vente de ses activités de stockage de gaz naturel pour quelque 1,3 G\$, la vente du pipeline Entrega pour environ 244 M\$ et la vente de la découverte du gisement Chinook, au Brésil, pour environ 350 M\$;
- autorisé deux augmentations de 30 000 barils par jour de la production à Foster Creek, la première devant démarrer à la fin de 2008 et la deuxième à la fin de 2009.

Le 5 octobre 2006, EnCana et ConocoPhillips ont annoncé une entente visant à créer une entreprise intégrée nord-américaine de pétrole lourd constituée d'actifs en amont et en aval. La clôture de l'opération, assujettie à la signature des ententes définitives finales et à l'approbation des autorités réglementaires, est prévue le 2 janvier 2007.

EnCana accroît aussi la valeur pour ses actionnaires en faisant preuve de rigueur, de solidité et de souplesse financières. Au cours de la période de neuf mois de 2006, EnCana a :

- racheté 61,1 millions d'actions ordinaires au prix moyen de 48,67 \$ l'action en vertu de l'OPRA pour un coût total de 3 0 G\$;
- remboursé des titres d'emprunt à long terme renouvelables de 512 M\$ et des titres d'emprunt à taux fixe de 73 M\$;
- ramené de 33 % à 25 % sa dette nette par rapport à ses capitaux propres et le ratio de sa dette nette par rapport au BAIIA ajusté de 1,1 au 31 décembre 2005 à 0,5.

Contexte commercial

GAZ NATUREL

Prix de référence du gaz naturel (moyenne de la période)	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé en
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2005
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	6,03 \$	-26 %	8,17 \$	7,19 \$	-3 %	7,41 \$	8,48 \$
Prix NYMEX (\$/MBtu)	6,58	-22 %	8,49	7,45	4 %	7,16	8,62
Prix Rocheuses (Opal) (\$/MBtu)	5,30	-21 %	6,71	5,95	-2 %	6,08	6,96
Écart de prix (\$/MBtu)							
AECO/NYMEX	1,18	-32 %	1,74	1,10	-2 %	1,12	1,59
Rocheuses/NYMEX	1,28	-28 %	1,78	1,50	39 %	1,08	1,66

Un été plus chaud que la normale et des prix moins élevés observés au cours du troisième trimestre ont permis de résorber l'excédent de stocks de gaz naturel des quelque 600 Gpi³ qu'il était en date du 31 mars 2006 aux quelque 360 Gpi³ enregistrés en date du 29 septembre 2006. Toutefois, l'excédent a contribué à la tendance baissière des prix du gaz NYMEX; pour le troisième trimestre de 2006, le prix s'est établi à 6,58 \$ le MBtu en moyenne, soit 22 % de moins que pour le trimestre correspondant de 2005.

La baisse moyenne du prix du gaz d'AECO durant le troisième trimestre de 2006 par rapport au prix enregistré durant la période correspondante de 2005 peut s'expliquer par la baisse du prix du gaz NYMEX et la montée du dollar canadien, en partie compensées par le rétrécissement de l'écart entre le prix AECO et le prix NYMEX. Une baisse du prix moyen du gaz dans les Rocheuses (Opal) au cours du troisième trimestre de 2006 par rapport à celui du troisième trimestre de 2005 serait attribuable à la baisse du prix du gaz NYMEX, en partie neutralisée par le rétrécissement de l'écart entre le prix des Rocheuses et le prix NYMEX. La croissance de la demande dans les Rocheuses au cours de l'été (de juillet à septembre) a fait diminuer la pression qu'avait exercé la croissance de l'offre sur un réseau pipelinier déjà très sollicité. Cette situation a permis de raffermir l'écart du prix des Rocheuses au cours du troisième trimestre comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Toutefois, la croissance soutenue de l'offre dans les Rocheuses devrait accentuer la pression à la baisse sur le prix dans la région. EnCana a pris des mesures pour atténuer le risque lié au prix de sa production projetée dans la région qui découlerait d'un écart accru dans les Rocheuses en prenant des positions de couverture au moyen d'instruments financiers, dont le détail figure à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

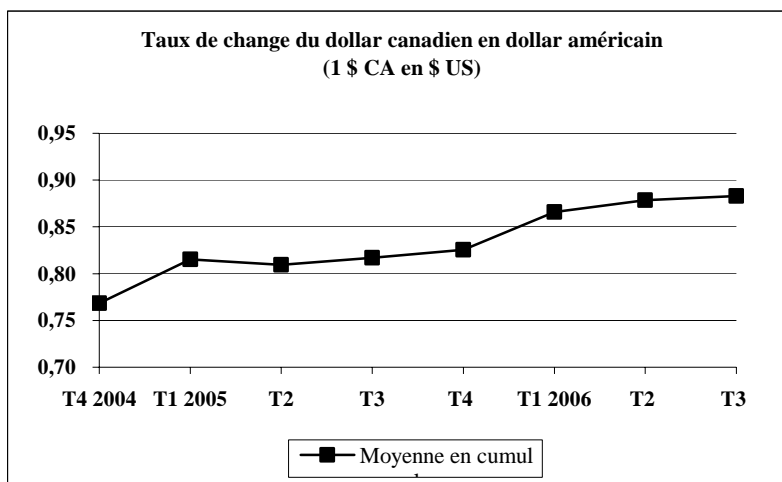
PÉTROLE BRUT

Prix de référence du pétrole brut (moyenne pour la période) (\$/b)	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2005
WTI	70,54 \$	11 %	63,31 \$	68,26 \$	23 %	55,61 \$	56,70 \$
WCS	51,71	14 %	45,24	46,55	28 %	36,44	36,39
Écart WTI/WCS	18,83	4 %	18,07	21,71	13 %	19,17	20,31

Les inquiétudes suscitées par les événements géopolitiques et le niveau des réserves d'essence aux États-Unis ont propulsé le prix du West Texas Intermediate (« WTI ») au-dessus de 70 \$ le baril pendant la majeure partie du troisième trimestre. Les craintes suscitées par le programme nucléaire de l'Iran, l'interruption de la production du Niger à la suite d'attaques par des militants et l'instabilité persistante en Iraq ont été à l'origine des préoccupations concernant les réserves de brut. À la fin du troisième trimestre, le prix du brut est retombé à un niveau de 60 \$ le baril, car l'absence d'ouragans a permis aux raffineurs étatsuniens de constituer leur stock de pétrole.

L'écart entre le prix du brut lourd canadien et celui du brut léger pour le troisième trimestre a été comparable à celui de la période correspondante de 2005, car la vigueur saisonnière des marchés de l'asphalte et du mazout résiduel a soutenu le prix du brut lourd canadien. Au cours du troisième trimestre de 2006, le prix de vente moyen du Western Canadian Select (« WCS ») équivalait à 73 % de celui du WTI, contre 71 % pour le trimestre correspondant de 2005.

TAUX DE CHANGE DU DOLLAR CANADIEN EN DOLLAR AMÉRICAIN



Il convient de tenir compte de l'incidence des variations du taux de change sur les résultats d'EnCana dans l'analyse des états financiers consolidés intermédiaires. Le dollar canadien s'est apprécié de 7 %, soit de 0,059 \$, pour s'établir en moyenne à 0,892 \$ US au cours du troisième trimestre de 2006, contre 0,833 \$ US en moyenne pour la même période de 2005.

EnCana a donc déclaré des frais en hausse de 5,90 \$ par tranche de cent dollars canadiens dépensés au titre des immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration au cours du troisième trimestre de 2006 par rapport à la période correspondante de 2005. La variation du taux de change \$ CA/\$ US a toutefois eu peu d'effet sur les produits d'exploitation de la société, car les prix qu'EnCana obtient pour les marchandises qu'elle vend sont libellés en grande partie en dollars américains ou, s'ils sont en dollars canadiens, à des prix étroitement liés à la valeur du dollar américain.

	Trimestre terminé le 30 septembre 2006	Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006	Exercice terminé en 2005
Taux de change moyen du dollar canadien en dollar américain	0,892 \$	0,883 \$	0,825 \$
Taux de change moyen du dollar canadien en dollar américain de l'exercice précédent	0,833 \$	0,817 \$	0,768 \$
Augmentation des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration attribuables uniquement aux variations du taux de change, par tranche de cent dollars canadiens dépensés	5,90 \$	6,60 \$	5,70 \$

Acquisitions et cessions

Fidèle à la stratégie qu'elle applique aux zones de ressources en Amérique du Nord, la société a procédé aux cessions importantes suivantes en 2006 :

Trimestre terminé le 31 mars

- la vente, le 23 février, du pipeline Entrega au Colorado pour environ 244 M\$;
- la vente, le 28 février, de ses participations en Équateur pour environ 1,4 G\$, sous réserve d'ajustements postérieurs à la clôture de l'opération.

Trimestre terminé le 30 juin

- la finalisation de la première étape de la vente, le 12 mai, de ses activités de stockage de gaz naturel pour environ 1,3 G\$, sous réserves d'ajustements postérieurs à la clôture de l'opération; la deuxième étape devrait être finalisée après l'obtention des approbations réglementaires de la Californie, attendue pour plus tard dans l'année.

Trimestre terminé les 30 septembre

- la cession de sa participation de 50 % dans la découverte du gisement de pétrole lourd Chinook au large des côtes du Brésil le 16 août pour une contrepartie de quelque 350 M\$, sous réserve d'ajustements postérieurs à la clôture de l'opération.

Le produit des cessions a été affecté principalement au rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'EnCana et à la réduction de sa dette.

Au cours du troisième trimestre de 2006, EnCana a décidé de céder ses actifs situés au Tchad et dans le Nord canadien dans le cadre de son programme permanent de gestion et d'optimisation de son portefeuille d'actifs.

Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2005
Chiffres consolidés							
Flux de trésorerie ¹⁾	1 894 \$	-2 %	1 931 \$	5 400 \$	10 %	4 916 \$	7 426 \$
– par action, résultat dilué	2,30	5 %	2,20	6,39	16 %	5,50	8,35
Bénéfice net	1 358	411 %	266	4 989	371 %	1 060	3 426
– par action, résultat de base	1,68	442 %	0,31	6,02	398 %	1,21	3,95
– par action, résultat dilué	1,65	450 %	0,30	5,90	396 %	1,19	3,85
Bénéfice d'exploitation ²⁾	1 078	53 %	704	2 596	32 %	1 970	3 241
– par action, résultat dilué	1,31	64 %	0,80	3,07	40 %	2,20	3,64
Activités poursuivies							
Flux de trésorerie des activités poursuivies ¹⁾	1 883	3 %	1 823	5 301	16 %	4 572	6 962
Bénéfice net des activités poursuivies	1 343	286 %	348	4 408	359 %	960	2 829
– par action, résultat de base	1,66	305 %	0,41	5,32	384 %	1,10	3,26
– par action, résultat dilué	1,63	308 %	0,40	5,21	387 %	1,07	3,18
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ²⁾	1 064	45 %	733	2 565	41 %	1 819	3 048
Produits, déduction faite des redevances	3 921	31 %	2 982	12 395	47 %	8 406	14 266

¹⁾ Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR; ils sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

²⁾ Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR; ils sont traités sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Résultats financiers consolidés (suite)

Sommaire trimestriel

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2006			2005				2004
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Flux de trésorerie ¹⁾	1 894 \$	1 815 \$	1 691 \$	2 510	1 931 \$	1 572 \$	1 413 \$	1 491 \$
– par action, résultat dilué	2,30	2,15	1,96	2,88	2,20	1,76	1,55	1,60
Bénéfice net	1 358	2 157	1 474	2 366	266	839	(45)	2 580
– par action, résultat de base	1,68	2,60	1,74	2,77	0,31	0,96	(0,05)	2,81
– par action, résultat dilué	1,65	2,55	1,70	2,71	0,30	0,94	(0,05)	2,77
Bénéfice d'exploitation ²⁾	1 078	824	694	1 271	704	655	611	573
– par action, résultat dilué	1,31	0,98	0,80	1,46	0,80	0,73	0,67	0,62
Activités poursuivies								
Flux de trésorerie des activités poursuivies ¹⁾	1 883	1 839	1 579	2 390	1 823	1 502	1 247	1 358
Bénéfice net des activités poursuivies	1 343	1 593	1 472	1 869	348	774	(162)	1 055
– par action, résultat de base	1,66	1,92	1,74	2,19	0,41	0,89	(0,18)	1,15
– par action, résultat dilué	1,63	1,88	1,70	2,14	0,40	0,87	(0,18)	1,13
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ²⁾	1 064	841	660	1 229	733	611	475	513
Produits, déduction faite des redevances	3 921	3 804	4 670	5 860	2 982	3 386	2 038	3 542

¹⁾ Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR; ils sont traités sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

²⁾ Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR; ils sont traités sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE

Bien qu'il ne s'agisse pas d'une mesure conforme aux PCGR, les flux de trésorerie sont d'un usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel pour aider les dirigeants et les investisseurs à évaluer la capacité d'une société à financer ses programmes de dépenses en immobilisations et à remplir ses obligations financières. Le calcul des flux de trésorerie est présenté dans l'état consolidé des flux de trésorerie des états financiers consolidés intermédiaires.

Trimestre terminé le 30 septembre

Les flux de trésorerie du troisième trimestre de 2006 d'EnCana se sont élevés à 1 894 M\$, sensiblement les mêmes que ceux du troisième trimestre de 2005. Les flux de trésorerie des activités poursuivies se sont accrus de 60 M\$, en raison d'une hausse du prix des liquides de gaz naturel, de gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises et de la progression des ventes de gaz naturel, en partie annulée par la baisse du prix du gaz naturel et l'accroissement des frais d'exploitation. Les flux de trésorerie des activités abandonnées se sont établis à 11 M\$ pour le troisième trimestre de 2006, en baisse de 97 M\$ par rapport à ceux du troisième trimestre de 2005.

Les facteurs à l'origine de la hausse des flux de trésorerie des activités poursuivies sont les suivants :

- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des couvertures, a augmenté de 9 % pour s'établir à 50,37 \$ le baril pour le troisième trimestre de 2006, contre 46,16 \$ le baril au cours de la période correspondante de 2005;
- les ventes de gaz naturel en Amérique du Nord au cours du troisième trimestre de 2006 ont augmenté de 4 % pour atteindre 3 359 Mpi³/j contre 3 222 Mpi³/j pour la période correspondante de 2005;
- les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises se sont chiffrés à 133 M\$, après impôts (gain de 167 M\$ au titre du gaz naturel, et perte de 34 M\$ au titre du pétrole brut), pour le troisième trimestre de 2006, contre des pertes de 132 M\$ après impôts (pertes de 85 M\$ au titre du gaz naturel et de 47 M\$ au titre du pétrole brut) pour la période correspondante de 2005.

Les facteurs suivants ont annulé en partie la hausse des flux de trésorerie des activités poursuivies :

- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des couvertures, a reculé de 21 % pour s'établir à 5,75 \$ le kpi³ pour le troisième trimestre de 2006, contre 7,29 \$ le kpi³ pour la période correspondante de 2005;
- les charges d'exploitation ont augmenté de 13 % pour atteindre 420 M\$ pour le troisième trimestre de 2006, contre 371 M\$ pour la période correspondante de 2005;
- la charge d'impôts exigibles s'est établie à 152 M\$ pour le troisième trimestre de 2006, contre 155 M\$ pour la période correspondante de 2005. En outre, des impôts supplémentaires de 49 M\$ ont été inscrits dans les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement en 2006 relativement à la cession des actifs au Brésil.

Période de neuf mois terminée le 30 septembre

Les flux de trésorerie de la période de neuf mois de 2006 d'EnCana se sont chiffrés à 5 400 M\$, en hausse de 484 M\$, soit de 10 %, par rapport à ceux de la période correspondante de 2005. Les flux de trésorerie des activités poursuivies se sont accrus de 729 M\$, soit 16 %, en raison d'une hausse du prix des liquides de gaz naturel, de gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises et de la progression des ventes de gaz naturel en 2006, le tout en partie annulé par l'accroissement des frais d'exploitation et une augmentation des impôts supplémentaires. Les flux de trésorerie des activités abandonnées se sont établis à 99 M\$ pour la période de neuf mois de 2006, en baisse de 245 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2005.

Les facteurs à l'origine de l'augmentation des flux de trésorerie des activités poursuivies sont :

- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des couvertures, a augmenté de 27 % pour s'établir à 45,36 \$ le baril pour la période de neuf mois de 2006, contre 35,82 \$ le baril pour la période correspondante de 2005;
- les ventes de gaz naturel en Amérique du Nord pour la période de neuf mois de 2006 ont progressé de 5 % pour atteindre 3 354 Mpi³/j contre 3 193 Mpi³/j pour la période correspondante de 2005;
- les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises ont atteint 103 M\$ après impôts (gain de 197 M\$ au titre du gaz naturel, et perte de 94 M\$ au titre du prix du pétrole brut) pour la période de neuf mois de 2006, alors qu'elles avaient été de 212 M\$ après impôts (perte de 72 M\$ au titre du prix du gaz naturel et de 140 M\$ au titre du prix de pétrole brut) pour la période correspondante de 2005.

Les facteurs qui ont annulé en partie l'augmentation des flux de trésorerie des activités d'exploitation sont :

- les charges d'exploitation ont cru de 24 % pour s'établir à 1 227 M\$ pour la période de neuf mois de 2006, contre 986 M\$ pour la période correspondante de 2005;
- la charge d'impôts exigibles a augmenté de 345 M\$ pour s'élever à 780 M\$ pour la période de neuf mois de 2006, contre 435 M\$ pour la période correspondante de 2005. En outre, des impôts supplémentaires de 49 M\$ payés en 2006 et un montant de 591 M\$ engagé en 2005 relativement à la cession d'actifs ont été inscrits dans les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement.

BÉNÉFICE NET

Le bénéfice net de la période de neuf mois de 2006 d'EnCana s'est dégagé à 4 989 M\$ contre 1 060 M\$ pour la période correspondante de 2005. Le bénéfice net de la période comprend des gains non réalisés à la valeur du marché de 1 275 M\$ après impôts (perte après impôts de 1 023 M\$ en 2005) et de l'effet de la réduction des taux d'imposition de 457 M\$ (néant en 2005). Par ailleurs, le bénéfice net des activités abandonnées a augmenté de 481 M\$ pour s'établir à 581 M\$, par suite principalement du gain à la vente d'actifs de stockage de gaz naturel au cours de la période de neuf mois de 2006, annulé en partie par la perte à la vente en Équateur décrite dans la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

Trimestre terminé le 30 septembre

Pour le troisième trimestre de 2006, le bénéfice net des activités poursuivies par EnCana s'est élevé à 1 343 M\$, en hausse de 995 M\$ par rapport à 2005. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie et dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- des gains non réalisés de 282 M\$ après impôts (gain de 227 M\$ au titre du gaz naturel, et gain de 55 M\$ au titre du prix du pétrole brut et d'autres produits) établis à la valeur du marché, en 2006, contre des pertes de 551 M\$ après impôts (perte de 586 M\$ au titre du gaz naturel, et gain de 35 M\$ au titre du prix de pétrole brut et d'autres produits) en 2005;
- un gain après impôts d'environ 255 M\$ à la vente d'une participation de 50 % dans la découverte du gisement de pétrole lourd Chinook au large des côtes du Brésil;
- une diminution des intérêts débiteurs de 136 M\$ en 2006, qui s'explique essentiellement par une charge non récurrente de 121 M\$ engagée en 2005 relativement au remboursement par anticipation de titres d'emprunt à long terme;
- une augmentation de 121 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite de la montée du dollar canadien, de l'accroissement des taux d'amortissement et d'épuisement et de la progression des ventes;
- des pertes de change non réalisées de 3 M\$ après impôts en 2006 contre des gains de 166 M\$ après impôts en 2005.

Période de neuf mois terminée le 30 septembre

Pour la période de neuf mois de 2006, le bénéfice net des activités poursuivies s'est établi à 4 408 M\$, en hausse de 3 448 M\$ par rapport à celui de 2005. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie et dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net sont les suivants :

- des gains non réalisés de 1 258 M\$ après impôts en 2006, établis à la valeur du marché (gain de 1 191 M\$ au titre du gaz naturel, et gain de 67 M\$ au titre du pétrole et d'autres produits) en 2006, contre des pertes de 972 M\$ après impôts (perte de 951 M\$ au titre du gaz naturel et perte de 21 M\$ au titre du pétrole brut et d'autres produits) en 2005;
- une diminution des intérêts débiteurs de 166 M\$ en 2006, qui s'explique essentiellement par une charge non récurrente de 121 M\$ engagée en 2005 relativement au remboursement par anticipation de titres d'emprunt à long terme;
- une augmentation de 328 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite de la montée du dollar canadien, de l'accroissement des taux d'amortissement et d'épuisement et de la progression des ventes;
- une diminution de 457 M\$ des impôts sur les bénéfices futurs par suite de réductions des taux d'imposition fédéral et provincial canadiens.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR qui permettent d'ajuster le bénéfice net et le bénéfice net des activités poursuivies en éliminant des éléments hors trésorerie. La direction estime que ces éléments nuisent à la comparabilité des résultats financiers de la société entre les périodes. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ci-après vise à fournir aux investisseurs des informations qui soient comparables entre les périodes.

Sommaire du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2005
Bénéfice net, montant déjà établi	1 358 \$	411 %	266 \$	4 989 \$	371 %	1 060 \$	3 426 \$
Réintégrer (des pertes) et déduire des gains :							
– gain (perte) comptable non réalisé, établi à la valeur du marché, après impôts	285	147 %	(604)	1 275	225 %	(1 023)	(277)
– gain (perte) de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains, après impôts ¹⁾	(3)	-102 %	166	128	13 %	113	92
– gain (perte) à la vente d'activités abandonnées, après impôts	(2)	-	-	533	-	-	370
– économie d'impôts futurs attribuable à des réductions des taux d'imposition	-	-	-	457	-	-	-
Bénéfice d'exploitation ^{2) 3)}	1 078 \$	53 %	704 \$	2 596 \$	32 %	1 970 \$	3 241 \$

¹⁾ La majeure partie des gains ou des pertes réalisés sur la dette canadienne libellée en dollars américains découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent 5 ans.

²⁾ Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, des effets après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

³⁾ Les gains ou les pertes non réalisés n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

Sommaire du bénéfice d'exploitation (suite)

(en dollars par actions ordinaires – résultat dilué)	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2005
Bénéfice net, montant déjà établi	1,65 \$	450 %	0,30 \$	5,90 \$	396 %	1,19 \$	3,85 \$
Réintégrer (des pertes) et déduire des gains :							
– gain (perte) comptable non réalisé, établi à la valeur du marché, après impôts	0,34	149 %	(0,69)	1,51	232 %	(1,14)	(0,31)
– gain (perte) de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains, après impôts ¹⁾	-	-	0,19	0,15	15 %	0,13	0,10
– gain à la vente d'activités abandonnées, après impôts	-	-	-	0,63	-	-	0,42
– économie d'impôts futurs attribuable à des réductions des taux d'imposition	-	-	-	0,54	-	-	-
Bénéfice d'exploitation ^{2) 3)}	1,31 \$	64 %	0,80 \$	3,07 \$	40 %	2,20 \$	3,64 \$

¹⁾ La majeure partie des gains ou des pertes réalisés sur la dette canadienne libellée en dollars américains découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent 5 ans.

²⁾ Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, des effets après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux d'imposition réglementaires des bénéfices.

³⁾ Les gains ou les pertes non réalisés n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

Sommaire du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2005
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	1 343 \$	286 %	348 \$	4 408 \$	359 %	960 \$	2 829 \$
Réintégrer (des pertes) et déduire des gains :							
– gain (perte) comptable non réalisé, établi à la valeur du marché, après impôts	282	151 %	(551)	1 258	229 %	(972)	(311)
– gain (perte) de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains, après impôts ¹⁾	(3)	-102 %	166	128	13 %	113	92
– économie d'impôts futurs attribuable à des réductions des taux d'imposition	-	-	-	457	-	-	-
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ^{2) 3)}	1 064 \$	45 %	733 \$	2 565 \$	41 %	1 819 \$	3 048 \$

¹⁾ La majeure partie des gains ou des pertes réalisés sur la dette canadienne libellée en dollars américains découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent 5 ans.

²⁾ Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, des effets après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

³⁾ Les gains ou les pertes non réalisés n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Activités en amont

Résultats financiers des activités poursuivies

Trimestres terminés les 30 septembre

(en millions de dollars)

	2006				2005			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	2 037 \$	650 \$	75 \$	2 762 \$	2 043 \$	561 \$	76 \$	2 680 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	65	14	-	79	96	11	-	107
Transport et vente	138	21	-	159	119	14	-	133
Exploitation	221	109	71	401	190	73	85	348
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 613 \$	506 \$	4 \$	2 123	1 638 \$	463 \$	(9) \$	2 092
Amortissement et épuisement				770				649
Bénéfice sectoriel				1 353 \$				1 443 \$

Résultats financiers des activités poursuivies

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

(en millions de dollars)

	2006				2005			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	6 187 \$	1 786 \$	229 \$	8 202 \$	5 525 \$	1 293 \$	195 \$	7 013 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	228	41	-	269	254	37	-	291
Transport et vente	394	56	-	450	345	45	-	390
Exploitation	670	290	217	1 177	525	222	189	936
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 895 \$	1 399 \$	12 \$	6 306	4 401 \$	989 \$	6 \$	5 396
Amortissement et épuisement				2 282				1 957
Bénéfice sectoriel				4 024 \$				3 439 \$

Produits des activités en amont

Trimestre terminé le 30 septembre

Les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté au cours du troisième trimestre de 2006 en regard de ceux du trimestre correspondant de 2005 pour les raisons suivantes :

- une hausse de 9 % du prix des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord et une progression de 4 % des ventes de gaz naturel, toujours en Amérique du Nord;
- des gains de 206 M\$ réalisés sur les couvertures du prix des marchandises au cours du troisième trimestre de 2006, contre des pertes de 196 M\$ pour le trimestre correspondant de 2005.

Période de neuf mois terminée le 30 septembre

Les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté au cours de la période de neuf mois de 2006 par rapport à ceux de la période correspondante de 2005 pour les raisons suivantes :

- une hausse de 27 % du prix des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, accompagnée d'une légère progression des ventes;
- une augmentation de 5 % des ventes de gaz naturel en Amérique du Nord;
- des gains de 157 M\$ réalisés sur des couvertures du prix des marchandises au cours de la période de neuf mois de 2006, contre des pertes de 330 M\$ pour la période correspondante de 2005.

Variation des produits tirés des activités poursuivies en 2006 par rapport à 2005

Trimestre terminé le 30 septembre
(en millions de dollars)

	Produits de 2005, déduction faite des redevances		Variation des produits attribuable aux :		Produits de 2006, déduction faite des redevances	
			Prix ¹⁾	Volume		
Gaz produit						
Canada	1 317	\$	(38)	23	\$	1 302
États-Unis	726		(51)	60		735
Total, gaz produit	2 043	\$	(89)	83	\$	2 037
Pétrole brut et LGN						
Canada	490	\$	76	8	\$	574
États-Unis	71		16	(11)		76
Total, pétrole brut et LGN	561	\$	92	(3)	\$	650

¹⁾ Compte tenu de l'incidence des couvertures réalisées.

Période de neuf mois terminée le 30 septembre
(en millions de dollars)

	Produits de 2005, déduction faite des redevances		Variation des produits attribuable aux :		Produits de 2006, déduction faite des redevances	
			Prix ¹⁾	Volume		
Gaz produit						
Canada	3 634	\$	294	111	\$	4 039
États-Unis	1 891		73	184		2 148
Total, gaz produit	5 525	\$	367	295	\$	6 187
Pétrole brut et LGN						
Canada	1 113	\$	440	25	\$	1 578
États-Unis	180		55	(27)		208
Total, pétrole brut et LGN	1 293	\$	495	(2)	\$	1 786

¹⁾ Compte tenu de l'incidence des couvertures réalisées.

Trimestre terminé le 30 septembre

La hausse du prix de vente des liquides de gaz naturel et des gains réalisés sur les couvertures du prix du gaz naturel est attribuable en grande partie à l'augmentation d'environ 3 % des produits, déduction faite des redevances, enregistrée pour le troisième trimestre de 2006 par rapport à ceux de la période correspondante de 2005. Le reste de l'augmentation des produits fait suite à la progression des ventes de gaz naturel.

Le volume de gaz produit au Canada a légèrement monté au cours du troisième trimestre de 2006, par suite principalement de forages fructueux dans les principales zones de ressources des régions de Coalbed Methane (« CBM ») dans le centre et le sud de l'Alberta, de Cutbank Ridge, dans le nord-est de la Colombie-Britannique et de Bighorn, dans le centre-ouest de l'Alberta. La baisse naturelle du rendement des gisements, des projets de modernisation, des travaux d'entretien imprévus ainsi que des retards imputables aux conditions météorologiques observées dans les principales zones de ressources de Shallow Gas et de Greater Sierra se sont traduits par une baisse du volume produit.

L'augmentation de 9 % du volume de gaz produit aux États-Unis au cours du troisième trimestre de 2006 est attribuable aux forages fructueux à Fort Worth, à Piceance, à East Texas et à Jonah ainsi qu'aux retombées de l'acquisition de biens dans le bassin de Fort Worth à la fin de 2005.

Le volume de pétrole brut et de LGN produits en Amérique du Nord est demeuré sensiblement le même par suite d'une augmentation du volume produit à Foster Creek (en partie contrebalancée par le versement de redevances depuis que le bien Pelican Lake a atteint la rentabilité), du ralentissement de la production en raison de retards occasionnés par les conditions météorologiques observées dans le sud de l'Alberta et de la diminution naturelle du rendement des gisements. Le bien Pelican Lake d'EnCana a atteint la rentabilité en avril 2006, d'où la hausse des redevances versées au gouvernement de l'Alberta et la baisse du volume de pétrole brut correspondant à la participation d'EnCana dans le produit net, d'environ 6 000 barils par jour depuis l'atteinte de la rentabilité.

Période de neuf mois terminée le 30 septembre

La hausse du prix de vente des liquides de gaz naturel et les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises a compté pour environ 75 % de l'augmentation des produits, déduction faite des redevances, au cours de la période de neuf mois de 2006 par rapport à celui de la période correspondante de 2005. Le reste de la hausse des produits a découlé de la progression des ventes de gaz naturel.

Le volume de gaz produit au Canada a augmenté de 3 % au cours de la période de neuf mois de 2006, par suite principalement des forages fructueux dans les principales zones de ressources de CBM, de Cutbank Ridge et de Bighorn. La diminution naturelle du rendement des gisements, les travaux d'entretien et les retards occasionnés par les conditions météorologiques ont entraîné une baisse du volume tiré de la principale zone de ressources de Shallow Gas et de biens de ressources classiques.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 9 % au cours de la période de neuf mois de 2006, par suite des forages fructueux à Fort Worth, Jonah, Piceance et East Texas et des retombées de l'acquisition de biens dans le bassin de Fort Worth à la fin de 2005.

Le volume de pétrole brut et de LGN produits en Amérique du Nord s'est légèrement accru par suite de l'accroissement de la production tirée des biens de pétrole lourd de Foster Creek et de Senlac. Ces augmentations ont été en partie annulées par les redevances à verser après l'atteinte de la rentabilité de Pelican Lake au début du deuxième trimestre de 2006, par la cession d'actifs de production classiques canadiens non essentiels en juin 2005, par des retards occasionnés par les conditions météorologiques observées dans le sud de l'Alberta et par la diminution naturelle du rendement des gisements.

Volume des ventes - activités en amont

Volume trimestriel des ventes

	2006			2005			2004
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (Mpi ³ /j)	3 359	3 361	3 343	3 326	3 222	3 212	3 146
Pétrole brut (en barils par jour)	126 658	129 070	138 370	134 178	124 402	132 294	130 826
LGN (en barils par jour)	23 907	24 400	24 421	25 111	26 055	24 814	26 358
Activités poursuivies (Mpi ³ e/j) ¹⁾	4 262	4 282	4 320	4 282	4 125	4 155	4 089
Activités abandonnées Équateur (en barils par jour) ²⁾	-	-	50 150	69 943	68 710	73 176	72 487
Royaume-Uni (en barils d'équivalent pétrole par jour) ³⁾	-	-	-	-	-	-	13 927
Activités abandonnées (Mpi ³ e/j) ¹⁾	-	-	301	419	412	439	435
Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾	4 262	4 282	4 621	4 701	4 537	4 594	4 524

¹⁾ Liquides de gaz naturel convertis en milliers de pieds cubes d'équivalent à raison de 1 baril = 6 milliers de pieds cubes.

²⁾ Comprend le volume des ventes de deux mois seulement du premier trimestre de 2006, la vente des activités en Équateur ayant eu lieu le 28 février 2006.

³⁾ Comprend le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (convertis en bep).

Le volume des ventes des activités poursuivies au cours du troisième trimestre de 2006 a augmenté de 3 %, soit de 137 Mpi³e/j, par rapport à celui de la période correspondante de 2005 pour les raisons suivantes :

- la production des principales zones de ressources d'EnCana a augmenté de 12 %, soit de 12 % pour le gaz naturel et de 10 % pour le pétrole brut;
- les forages fructueux dans les principales zones de ressources en gaz de CBM, de Cutbank Ridge, de Bighorn, de Fort Worth, de Piceance, d'East Texas et de Jonah, légèrement annulés par la baisse naturelle du rendement des gisements, les remises en état prévues, les travaux d'entretien imprévus et les retards occasionnés par les conditions météorologiques des principales zones de ressources Shallow Gas et Greater Sierra;
- les retombées de l'agrandissement des installations de Foster Creek, annulées en partie par les redevances versées depuis que le bien Pelican Lake a atteint la rentabilité en avril 2006.

Le volume des ventes des activités poursuivies au cours de la période de neuf mois de 2006 a augmenté de 4 %, soit de 165 Mpi³e/j, par rapport à celui de la période correspondante de 2005 pour les raisons suivantes :

- la production des principales zones de ressources d'EnCana a augmenté de 14 %, soit de 14 % pour le gaz naturel et de 18 % pour le pétrole brut;
- les forages fructueux dans les principales zones de ressources en gaz de CBM, de Cutbank Ridge, de Bighorn, de Fort Worth, de Jonah, de Piceance et d'East Texas et l'incidence de l'acquisition de biens dans le bassin de Fort Worth à la fin de 2005;
- l'agrandissement des installations de Foster Creek au cours du quatrième trimestre de 2005.

Principales zones de ressources

	Production quotidienne							
	2006				2005			
	Cumul annuel	T3	T2	T1	Cumul annuel	T3	T2	T1
Gaz naturel (Mpi³/j)								
Jonah	455	455	450	461	429	440	416	431
Piceance	324	331	324	316	300	302	302	300
East Texas	100	106	93	99	87	94	85	82
Fort Worth	102	104	108	93	64	66	63	61
Greater Sierra	214	209	224	208	217	225	228	195
Cutbank Ridge	160	167	173	140	81	105	80	56
Bighorn	88	97	95	72	55	57	53	56
CBM (toutes sources confondues) ¹⁾	189	209	179	177	94	117	104	59
Shallow Gas	599	593	590	615	624	616	633	625
Pétrole (Mb/j)								
Foster Creek	36	37	33	36	27	27	24	30
Christina Lake	6	6	6	6	5	6	7	4
Pelican Lake	25	23	22	29	25	27	27	21
Total (Mpi³e/j)	2 628	2 668	2 601	2 609	2 298	2 381	2 312	2 197

¹⁾ Suivant l'approbation des autorités réglementaires, le volume trimestriel produit par la zone de ressources de CMB a été retraité pour tenir compte à la fois du volume de gaz naturel provenant des intervalles de charbon et de celui provenant des intervalles de sable.

Résultats unitaires – gaz produit

Trimestres terminés les 30 septembre

(en dollars par millier de pieds cubes)	Canada			États-Unis		
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005
Prix ¹⁾	5,59 \$	-22 %	7,18 \$	6,04 \$	-20 %	7,51 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,09	-10 %	0,10	0,43	-43 %	0,75
Transport et vente	0,37	3 %	0,36	0,57	16 %	0,49
Exploitation	0,78	15 %	0,68	0,59	7 %	0,55
Revenu net	4,35 \$	-28 %	6,04 \$	4,45 \$	-22 %	5,72 \$
Volume des ventes de gaz (Mpi ³ /j)	2 162	2 %	2 123	1 197	9 %	1 099

¹⁾ Compte non tenu de l'incidence des couvertures.

Résultats unitaires – gaz produit

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

(en dollars par millier de pieds cubes)	Canada			États-Unis		
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005
Prix ¹⁾	6,31 \$	-	6,33 \$	6,60 \$	-2 %	6,73 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,12	20 %	0,10	0,49	-28 %	0,68
Transport et vente	0,36	-3 %	0,37	0,52	13 %	0,46
Exploitation	0,78	20 %	0,65	0,64	28 %	0,50
Revenu net	5,05 \$	-3 %	5,21 \$	4,95 \$	-3 %	5,09 \$
Volume des ventes de gaz (Mpi ³ /j)	2 178	3 %	2 118	1 176	9 %	1 075

¹⁾ Compte non tenu de l'incidence des couvertures.

Trimestre terminé le 30 septembre

Au cours du troisième trimestre de 2006, le prix de vente du gaz naturel d'EnCana en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des couvertures, s'est élevé à 5,75 \$ le kpi³, en baisse de 21 % par rapport à celui de la période correspondante de 2005. Les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel au cours du troisième trimestre de 2006 se sont élevés à environ 254 M\$, soit 0,82 \$ le kpi³, contre des pertes d'environ 117 M\$, soit 0,39 \$ le kpi³, pour le troisième trimestre de 2005.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel, qui sont habituellement exprimées en pourcentage des produits, ont reculé légèrement au Canada pour le troisième trimestre de 2006 par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement de la baisse du prix du gaz naturel, annulée en partie par la montée du dollar canadien. Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel aux États-Unis ont diminué de 0,32 \$ le kpi³, soit de 43 %, pour le troisième trimestre de 2006 par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement d'une diminution de la taxe à la production et de la taxe de séparation sur les biens au Colorado .

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 0,08 \$ le kpi³, soit de 16 %, pour le troisième trimestre de 2006 par rapport à ceux de la période correspondante de 2005, par suite principalement d'une hausse des frais de transport à partir de puits en exploitation à Piceance, à East Texas, à Fort Worth et dans divers autres biens au Colorado.

Au cours du troisième trimestre de 2006, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel canadien se sont accrues de 15 %, soit de 0,10 \$ le kpi³, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, à la suite du renforcement du dollar canadien, d'une intensification de l'activité sectorielle, des paiements compensateurs des périodes précédentes et d'un accroissement des tarifs d'électricité. Au cours du troisième trimestre de 2006, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 7 %, soit de 0,04 \$ le kpi³, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement d'une intensification de l'activité sectorielle, de la hausse des frais d'évacuation de l'eau, du prix des produits chimiques, des salaires et des frais de réparation et d'entretien, principalement dans la zone de Piceance. L'augmentation des charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis a été partiellement neutralisée par une baisse des charges de personnel pour le troisième trimestre de 2006 comparativement à celles du trimestre correspondant de 2005, attribuable à la baisse du cours de l'action d'EnCana.

Période de neuf mois terminée le 30 septembre

Au cours de la période de neuf mois de 2006, le prix de vente du gaz naturel d'EnCana en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des couvertures, s'est établi à 6,41 \$ le kpi³, soit une légère baisse par rapport à celui de la période correspondante de 2005. Au cours de la période de neuf mois de 2006, les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel se sont élevés à environ 298 M\$, soit 0,33 \$ le kpi³, en regard de pertes d'environ 108 M\$, soit 0,12 \$ le kpi³, pour la période de neuf mois de 2005.

Au cours de la période de neuf mois de 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel ont augmenté de 0,02 \$ le kpi³, soit de 20 %, au Canada par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement de la montée du prix du gaz naturel et du dollar canadien. Au cours de la période de neuf mois de 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel aux États-Unis ont diminué de 0,19 \$ le kpi³, soit de 28 %, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement d'une diminution de la taxe à la production et de la taxe de séparation sur les biens au Colorado.

Au cours de la période de neuf mois de 2006, les frais unitaires de transport et de vente de gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 0,06 \$ le kpi³, soit de 13 %, par rapport à ceux de la période correspondante de 2005, par suite principalement de la hausse des frais de transport à partir de puits exploités à Piceance, à Fort Worth, à East Texas et dans certains autres biens situés au Colorado. Les frais de transport et de vente de gaz naturel aux États-Unis ont inclus une charge ponctuelle de 14 M\$ au titre du rachat à un tiers, au cours du premier trimestre de 2006, d'un contrat physique de gaz en vigueur depuis 2000. Le montant du rachat n'a pas été pris en compte dans le calcul des frais unitaires.

Au cours de la période de neuf mois de 2006, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel au Canada ont enregistré une hausse de 20 %, soit de 0,13 \$ le kpi³, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite de l'intensification de l'activité sectorielle, de la montée du dollar canadien et de l'augmentation des salaires, des impôts fonciers et des tarifs d'électricité. Au cours de la période de neuf mois de 2006, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 28 %, soit de 0,14 \$ le kpi³, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement de l'intensification de l'activité sectorielle, de la hausse des frais d'évacuation de l'eau, de la hausse des salaires et charges sociales découlant de l'accroissement des effectifs, et de l'augmentation des frais de réparation et d'entretien et des frais de reconditionnement, principalement dans la zone de Piceance. L'augmentation des charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis a été partiellement neutralisée par une baisse des charges de personnel pour la période de neuf mois de 2006 comparativement à celles du trimestre correspondant de 2005, attribuable à la baisse du cours de l'action d'EnCana.

Résultats unitaires – pétrole brut

(en dollars par baril)	Amérique du Nord					
	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005
Prix ¹⁾	48,74 \$	8 %	45,16 \$	43,44 \$	28 %	34,06 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,81	69 %	0,48	0,78	39 %	0,56
Transport et vente	1,74	51 %	1,15	1,50	22 %	1,23
Exploitation	9,55	48 %	6,45	8,11	28 %	6,32
Revenu net	36,64 \$	-1 %	37,08 \$	33,05 \$	27 %	25,95 \$
Volume des ventes de pétrole brut (en barils par jour)	126 658	2 %	124 402	131 323	2 %	129 151

¹⁾ Compte non tenu de l'incidence des couvertures réalisées.

Trimestre terminé le 30 septembre

Au cours du troisième trimestre de 2006, la hausse du prix moyen du pétrole brut vendu par EnCana en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des couvertures, a fait suite à l'augmentation de 14 % du prix du brut de référence WCS par rapport à celui de la période correspondante de 2005. Au cours du troisième trimestre de 2006, les pertes réalisées sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du pétrole brut se sont chiffrées à environ 48 M\$, soit 3,45 \$ le baril, contre des pertes d'environ 79 M\$, soit de 5,70 \$ le baril, pour la période correspondante de 2005.

Au cours du troisième trimestre de 2006, les ventes de pétrole lourd ont été sensiblement les mêmes que celles du trimestre correspondant de 2005, représentant environ 65 % des ventes totales de pétrole, l'accroissement de la production de pétrole lourd à Foster Creek ayant été contrebalancé par le versement de redevances depuis que le bien Pelican Lake a atteint la rentabilité en avril 2006.

Au cours du troisième trimestre de 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 69 %, soit de 0,33 \$ le baril, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement de la hausse générale des prix, de la production accrue des biens Weyburn et Senlac (situés en Saskatchewan et assujettis à une taxe à la production sur les terres libres de toute servitude et à l'impôt sur les ressources de la Saskatchewan), et de la montée du dollar canadien.

Au cours du troisième trimestre de 2006, les frais unitaires de transport et de vente de pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 51 %, soit de 0,59 \$ le baril, par rapport à ceux de la période correspondante de 2005, par suite principalement de la proportion accrue de pétrole brut lourd canadien livré sur la côte américaine du golfe du Mexique pour profiter de la hausse du prix de vente, et de la montée du dollar canadien.

Au cours du troisième trimestre de 2006, les charges d'exploitation unitaires du pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 48 %, soit de 3,10 \$ le baril, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement de travaux de reconditionnement à Foster Creek, de l'accroissement des tarifs d'électricité, de l'ajustement sur exercice antérieur d'un bien hors exploitation, de l'intensification de l'activité sectorielle, de la montée du dollar canadien et d'un ralentissement de la production à Pelican Lake en raison du versement de redevances durant le deuxième trimestre de 2006. La proportion accrue de pétrole brut tiré des installations de DGMV, dont les frais d'exploitation sont supérieurs à ceux des autres biens d'EnCana, s'est aussi traduite par une hausse des charges d'exploitation unitaires générales du pétrole brut.

Période de neuf mois terminée le 30 septembre

Au cours de la période de neuf mois de 2006, la hausse du prix de vente du pétrole brut d'EnCana en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des couvertures, a fait suite à une augmentation de 28 % du prix du pétrole brut de référence WCS par rapport à celui de la période correspondante de 2005. Au cours de la période de neuf mois de 2006, les pertes réalisées sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du pétrole brut se sont élevées à environ 141 M\$, soit 3,33 \$ le baril, contre des pertes d'environ 222 M\$, soit de 5,25 \$ le baril, pour la période correspondante de 2005.

Les ventes de pétrole lourd de la période de neuf mois de 2006 ont représenté 66 % des ventes totales de pétrole contre 63 % pour la période correspondante de 2005. Cette augmentation est avant tout attribuable à la production accrue de pétrole lourd tiré des biens de Foster Creek et de Senlac et à la cession d'actifs de production de pétrole classique en juin 2005 qui produisaient principalement du pétrole léger ou intermédiaire, neutralisées par le versement de redevances depuis que le bien Pelican Lake a atteint la rentabilité en avril 2006.

Au cours de la période de neuf mois de 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 39 %, soit de 0,22 \$ le baril, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement de la hausse générale des prix, de l'accroissement de la production tirée du bien Weyburn, en Saskatchewan, assujetti à une taxe à la production sur les terres libres de toute servitude et à un impôt sur les ressources de la Saskatchewan, et de la montée du dollar canadien.

Au cours de la période de neuf mois de 2006, les frais unitaires de transport et de vente de pétrole brut en Amérique du Nord se sont accrus de 22 %, soit de 0,27 \$ le baril, par rapport à ceux de la période correspondante de 2005, par suite principalement de la proportion accrue de pétrole brut lourd canadien livré sur la côte américaine du golfe du Mexique en vue d'obtenir du prix de vente plus élevé et de la montée du dollar canadien.

Au cours de la période de neuf mois de 2006, les charges d'exploitation unitaires du pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 28 %, soit de 1,79 \$ le baril, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement de travaux de reconditionnement à Foster Creek, de la montée du dollar canadien, de la hausse des tarifs d'électricité, de l'intensification de l'activité sectorielle et de la diminution de la production à Pelican Lake en raison du versement de redevances durant le deuxième trimestre de 2006. La proportion accrue de pétrole brut tiré des installations de DGMV, dont les frais d'exploitation sont supérieurs à ceux des autres biens d'EnCana, a aussi entraîné un accroissement général des charges d'exploitation unitaires du pétrole brut.

Résultats unitaires – LGN

Trimestres terminés les 30 septembre

(en dollars par baril)	Canada			États-Unis		
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005
Prix ¹⁾	55,95 \$	18 %	47,39 \$	61,76 \$	15 %	53,92 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	4,42	-19 %	5,46
Transport et vente	0,74	54 %	0,48	0,01	-	0,01
Revenu net	55,21 \$	18 %	46,91 \$	57,33 \$	18 %	48,45 \$
Volume des ventes de LGN (en barils par jour)	11 387	-5 %	11 924	12 520	-11 %	14 131

¹⁾ Compte non tenu de l'incidence des couvertures réalisées.

Résultats unitaires – LGN

Périodes de neuf mois terminés les 30 septembre

(en dollars par baril)	Canada			États-Unis		
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005
Prix ¹⁾	53,29 \$	26 %	42,39 \$	58,07 \$	25 %	46,57 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	4,05	-13 %	4,68
Transport et vente	0,69	68 %	0,41	0,01	-	0,01
Revenu net	52,60 \$	25 %	41,98 \$	54,01 \$	29 %	41,88 \$
Volume des ventes de LGN (en barils par jour)	11 665	-1 %	11 779	12 577	-10 %	13 962

¹⁾ Compte non tenu de l'incidence des couvertures réalisées.

Trimestre terminé le 30 septembre

Au cours du troisième trimestre de 2006, l'augmentation du prix obtenu pour les LGN par rapport à celui de la période correspondante de 2005 a suivi de façon générale la hausse du prix du pétrole WTI.

Au cours du troisième trimestre de 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées aux LGN aux États-Unis ont diminué de 19 %, soit de 1,04 \$ le baril, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite principalement de la baisse enregistrée de la taxe à la production et de la taxe de séparation visant les biens au Colorado.

Le volume des ventes de LGN aux États-Unis a reculé de 11 % par suite de la baisse naturelle du rendement de certains biens au Colorado qui produisent une proportion élevée de liquides de gaz naturel.

Période de neuf mois terminée le 30 septembre

Au cours de la période de neuf mois de 2006, la hausse du prix obtenu pour les LGN par rapport à celui de la période correspondante de 2005 a suivi de façon générale l'augmentation du prix du pétrole WTI.

Au cours de la période de neuf mois de 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputés aux LGN aux États-Unis ont diminué de 13 %, soit de 0,63 \$ le baril, par rapport à celles de la période correspondante de 2005, par suite de la baisse de la taxe à la production et de la taxe de séparation visant les biens au Colorado.

Le volume des ventes de LGN aux États-Unis a reculé de 10 % du fait de la baisse naturelle du rendement de certains biens au Colorado qui produisent une proportion élevée de liquides de gaz naturel.

Amortissement et épuisement – activités en amont

La charge d'amortissement et d'épuisement de la période de neuf mois de 2006 a augmenté de 325 M\$, soit de 17 %, par rapport à celle de la période correspondante de 2005 pour les motifs suivants :

- le volume des ventes a augmenté de 4 % en Amérique du Nord;
- les taux d'amortissement et d'épuisement se sont établis à 1,93 \$ le kpi^{3e} pour la période de neuf mois de 2006, contre 1,72 \$ pour la période correspondante de 2005; les taux de la période de neuf mois de 2006 ont été plus élevés que ceux de la période correspondante de 2005 par suite de l'augmentation des frais de mise en valeur futurs et de la montée du dollar canadien, facteurs qui ont été en partie annulés par les retombées de la vente des activités dans le golfe du Mexique en mai 2005.

Optimisation des marchés

Résultats financiers (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits	731 \$	1 112 \$	2 272 \$	2 850 \$
Charges				
Transport et vente	4	4	17	10
Exploitation	18	24	49	53
Produits achetés	677	1 083	2 160	2 783
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	32	1	46	4
Amortissement et épuisement	3	2	8	7
Bénéfice sectoriel (perte)	29 \$	(1) \$	38 \$	(3) \$

Pour le troisième trimestre de 2006 et pour la période de neuf mois de 2006, les résultats du secteur de l'optimisation des marchés comprennent des produits de 13 M\$ et de 11 M\$, respectivement, tirés de la production d'électricité qui correspondent au prix du réseau commun d'énergie très élevé que la société a obtenu pour l'électricité produite par sa centrale électrique Cavalier, dont elle possède la propriété exclusive, et par sa centrale électrique Balzac, qu'elle possède à raison de 50 %.

Le 1^{er} janvier 2006, EnCana a adopté les recommandations de l'abrégié (« EITF ») 04-13, intitulé *Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty*. Cet abrégié porte sur la comptabilisation, sur une base nette dans l'état consolidé des résultats, des achats et des ventes de stocks conclus simultanément avec la même partie contractante. Cette modification a été adoptée avec effet prospectif et n'a pas d'incidence sur le résultat net des périodes visées par le présent rapport de gestion. Ces opérations d'achat et de vente permettent à la société d'optimiser le transport ou de remplir des obligations prévues dans des ententes de commercialisation. L'adoption de cette convention par EnCana a entraîné une réduction de 2 339 M\$ des produits constatés et du coût des marchandises vendues au cours de la période de neuf mois de 2006.

Activités non sectorielles

Résultats financiers (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Produits	428 \$	(810) \$	1 921 \$	(1 457) \$
Charges				
Exploitation	1	(1)	1	(3)
Amortissement et épuisement	18	19	56	54
Bénéfice sectoriel (perte)	409 \$	(828) \$	1 864 \$	(1 508) \$
Administration	54	78	187	205
Intérêts, montant net	83	219	254	420
Charge de désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	13	9	37	27
(Gain) perte de change, montant net	-	(212)	(158)	(61)
Rémunération à base d'actions, options	-	4	-	12
(Gain) à la cession de participations	(304)	-	(321)	-

Les produits des activités non sectorielles de la période de neuf mois de 2006 comprennent des gains non réalisés de 1 921 M\$, établis à la valeur du marché, au titre de contrats de couverture du prix des marchandises, comparativement à des pertes non réalisées de 1 457 M\$ pour la période correspondante de 2005.

Sommaire des gains non réalisés (pertes) évalués à la valeur du marché

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Activités poursuivies				
Gaz naturel	348 \$	(861) \$	1 820 \$	(1 425) \$
Pétrole brut	80	51	101	(32)
	428	(810)	1 921	(1 457)
Charges	-	(1)	2	(3)
	428	(809)	1 919	(1 454)
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	146	(258)	661	(482)
Gains non réalisés évalués à la valeur du marché (pertes)	282 \$	(551) \$	1 258 \$	(972) \$

La volatilité des prix a eu une incidence sur le bénéfice net en raison des activités de gestion des risques de prix d'EnCana. Le 30 septembre 2006, la courbe des prix à terme du WTI pour le reste de 2006 est demeurée pratiquement la même qu'au 31 décembre 2005, s'établissant à 64,36 \$ le baril, tandis que le gaz naturel a régressé de 48 % pour se fixer à 5,72 \$ le kpi³ de gaz naturel sur la NYMEX.

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.

Les frais d'administration ont diminué de 24 M\$ au cours du troisième trimestre et de 18 M\$ au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2005. La baisse enregistrée depuis le début de l'exercice est principalement attribuable à une baisse des charges de personnel de 37 M\$ découlant de la baisse du cours de l'action d'EnCana, compensée par une augmentation de 15 M\$ qui résulte de la variation des taux de change du dollar canadien en dollar américain. Les frais d'administration de la période de neuf mois de 2006 se sont chiffrés à 0,16 \$ le kpi³e, comparativement à 0,18 \$ le kpi³e pour la période correspondante de 2005.

Les intérêts débiteurs du troisième trimestre de 2006 ont diminué de 136 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2005 par suite d'une charge non récurrente de 121 M\$ engagée en 2005 pour rembourser divers billets à moyen terme et de la baisse de l'encours de la dette en 2006 après les remboursements effectués au moyen du produit des cessions relatives aux participations en Équateur et dans des activités de stockage de gaz naturel. La dette à long terme d'EnCana, y compris la tranche exigible à court terme, a reculé de 549 M\$ pour s'établir à 6 227 M\$ au 30 septembre 2006, contre 6 776 M\$ au 31 décembre 2005. Le taux d'intérêt moyen pondéré payé par EnCana depuis le début de l'exercice 2006 sur l'encours de la dette s'est établi à 5,7 % contre une moyenne d'environ 5,3 % pour la période correspondante de 2005, étant donné la proportion accrue de l'encours de la dette assortie de taux d'intérêt fixes et de la montée des taux d'intérêt.

Le gain de change de 158 M\$ enregistré au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 s'explique avant tout par la variation du taux de change du dollar canadien en dollar américain appliquée à la dette libellée en dollars américains contractée au Canada et par divers autres gains, contrebalancés par une perte de change subie lorsque EnCana a réduit son investissement net dans des titres d'emprunt exigibles de sa filiale étrangère autonome. Selon les PCGR du Canada, EnCana doit convertir en dollars canadiens sa dette à long terme libellée en dollars américains contractée au Canada au taux de change en vigueur à la fin de la période. Les gains ou les pertes de change non réalisés qui en résultent sont comptabilisés dans l'état consolidé des résultats. Les autres gains et pertes de change proviennent du règlement d'opérations en devises et de la conversion des actifs et des passifs monétaires d'EnCana.

Le gain à la cession réalisé en 2006 se rapporte à la cession de la découverte du gisement de pétrole lourd Chinook au large des côtes du Brésil durant le troisième trimestre et à la cession du pipeline Entrega durant le premier trimestre.

Impôts sur les bénéfices

Pour la période de neuf mois terminée en septembre 2006, le taux d'imposition réel s'est établi à 25,6 % contre 27,5 % pour la période correspondante de 2005. Cette baisse est attribuable en grande partie à une diminution de 457 M\$ de la charge d'impôts futurs à la suite de réductions des taux d'imposition des sociétés de l'Alberta et du gouvernement fédéral canadien qui ont pris effet au cours du deuxième trimestre de 2006. Le taux d'imposition fédéral canadien doit baisser chaque année de 1 % sur la période allant de 2008 à 2010. Le taux d'imposition de l'Alberta est passé de 11,5 % à 10,0 % le 1^{er} avril 2006.

Les impôts payés inclus dans les flux de trésorerie de la période de neuf mois de 2006 se sont élevés à 780 M\$ contre 435 M\$ pour la période correspondante de 2005. La hausse de 345 M\$ est attribuable à l'augmentation du bénéfice imposable en 2006. Des impôts supplémentaires de 49 M\$ avaient été payés au cours du troisième trimestre de 2006 à la suite de la cession d'activités au Brésil, contre des impôts de 591 M\$ payés au cours du deuxième trimestre de 2005 relativement à la cession des activités dans le golfe du Mexique. Ces montants ont été inscrits dans l'état consolidé des flux de trésorerie au titre des activités d'investissement.

Des renseignements complémentaires concernant le taux d'imposition réel d'EnCana figurent dans la note 8 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Les impôts sur les bénéfices font l'objet d'un calcul annuel, et le taux d'imposition réel d'EnCana pour un exercice donné dépend de la relation entre le bénéfice net avant impôts de l'exercice et l'importance des éléments représentant des « écarts permanents » qui sont exclus du calcul du bénéfice assujéti à l'impôt exigible ou futur. Plusieurs catégories d'éléments répondent à ce critère, notamment :

- l'incidence de la cession de biens lorsque la valeur fiscale de l'actif vendu diffère de la valeur comptable;
- les ajustements qui tiennent compte des modifications apportées aux lois ayant une incidence anticipée sur les obligations fiscales futures;
- la moitié non imposable des gains (pertes) en capital sous le régime fiscal canadien;
- des éléments comme la déduction relative aux ressources et les paiements à la Couronne non déductibles, dont les traitements fiscal et comptable sont différents.

Les interprétations, les règlements et les lois en matière fiscale des différents territoires où la société et ses filiales exercent leurs activités sont sujets à modifications. En conséquence, certaines questions d'ordre fiscal sont généralement à l'étude. La société estime que la charge d'impôts est suffisante.

Dépenses en immobilisations

Sommaires des dépenses en immobilisations

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
	Activités en amont	1 452 \$	1 390 \$	4 963 \$
Optimisation des marchés	2	14	40	129
Activités non sectorielles	20	34	49	49
Total des dépenses en immobilisations essentielles	1 474	1 438	5 052	4 346
Acquisitions	12	179	298	217
Cessions	(377)	(34)	(634)	(2 493)
Activités abandonnées	-	72	(2 415)	197
Dépenses en immobilisations, montant net	1 109 \$	1 655 \$	2 301 \$	2 267 \$

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2006 ont essentiellement été financées par les flux de trésorerie.

Dépenses en immobilisations liées aux activités en amont

Les dépenses en immobilisations du troisième trimestre et depuis le début de l'exercice ont été affectées principalement à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources de la société en Amérique du Nord.

Au cours du troisième trimestre de 2006, les dépenses en immobilisations essentielles liées aux activités en amont ont augmenté de 62 M\$ par rapport à celles de 2005 pour les raisons suivantes :

- Les dépenses en immobilisations pour les activités essentielles au Canada ont diminué de 45 M\$, compte tenu d'une augmentation de 65 M\$ imputable à la variation du taux de change.
- Les dépenses en immobilisations pour les activités essentielles aux États-Unis ont augmenté de 105 M\$ pour s'établir à 576 M\$, par suite principalement de frais de forage et d'achèvement de puits supplémentaires à Fort Worth liés à la mise en valeur de la zone Barnett Shale, de l'intensification de l'activité à Jonah après que le Bureau of Land Management Record of Decision eut autorisé la poursuite de la mise en valeur du gisement et le forage de plusieurs puits de gaz profonds dans la formation Deep Bossier de East Texas.

Au cours de la période de neuf mois de 2006, les dépenses en immobilisations essentielles liées aux activités en amont ont augmenté de 795 M\$ par rapport à celles de 2005 pour les raisons suivantes :

- Les dépenses en immobilisations pour les activités essentielles au Canada ont augmenté de 386 M\$ pour s'établir à 3,2 G\$. L'augmentation des dépenses est avant tout attribuable à la variation du taux de change du dollar canadien en dollar américain, à la hausse des frais de forage et d'achèvement de puits par suite du niveau d'activité sectorielle et à un accroissement des frais d'aménagement liés aux agrandissements des usines de Foster Creek et de Bighorn, à la construction d'une usine à gaz à Cutbank Ridge et au raccordement accru de puits.
- Les dépenses en immobilisations pour les activités essentielles aux États-Unis ont augmenté de 397 M\$ pour s'établir à 1,7 G\$, par suite principalement de frais de forage et d'achèvement de puits supplémentaires à Fort Worth liés à la mise en valeur de la zone Barnett Shale, à l'intensification de l'activité à Jonah après que le Bureau of Land Management Record of Decision eut autorisé la poursuite de la mise en valeur du gisement et le forage de plusieurs puits de gaz profonds dans la formation Deep Bossier de East Texas.

Dépenses en immobilisations visant à l'optimisation des marchés

Ces dépenses ont surtout servi à achever la construction du pipeline Entrega avant la vente conclue en février 2006.

Dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles

Les dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles ont généralement trait aux systèmes informatiques et aux améliorations locatives. En outre, des coûts ont été engagés en 2005 et en 2006 pour acquérir des terrains et construire un grand ensemble de bureaux à Calgary.

Acquisitions, cessions et activités abandonnées

Les acquisitions ont porté sur des biens peu importants en 2006 et 2005; quant aux cessions, elles ont donné lieu à la vente du pipeline Entrega au Colorado et à la découverte de pétrole au Brésil en 2006 et à la cession des actifs du golfe du Mexique et d'autres biens peu importants en 2005.

Les activités abandonnées comprennent la cession des actifs d'EnCana en Équateur et des activités de stockage de gaz naturel (points traités sous la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion) en 2006, dont le produit a été réduit par les dépenses en immobilisations consenties avant les opérations de vente.

Activités abandonnées

Les activités abandonnées figurant dans les états financiers consolidés intermédiaires comprennent :

- l'Équateur;
- les activités médianes.

Le bénéfice net qu'EnCana a dégagé des activités abandonnées pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre s'est chiffré à 581 M\$ contre 100 M\$ en 2005. Il comprend des gains après impôts de 3 M\$ réalisés sur des couvertures et des gains après impôts de 17 M\$ non réalisés sur des couvertures.

Équateur

Le 28 février 2006, EnCana a conclu la vente de sa participation dans des activités en Équateur pour 1,4 G\$, compte non tenu des indemnités, et inscrit une perte à la vente de 47 M\$. Au cours du deuxième trimestre, le gouvernement de l'Équateur a saisi les actifs du bloc 15 de l'exploitant, relativement auxquels EnCana avait détenu des droits de participation de 40 %. Cette saisie constituait un événement ouvrant droit à une indemnisation aux termes de la convention de vente d'EnCana passée avec Andes Petroleum Company. Au cours du troisième trimestre, EnCana a versé une indemnisation déjà comptabilisée d'environ 265 M\$, calculée conformément aux termes de la convention. EnCana ne s'attend pas à devoir verser à l'acheteur d'importantes indemnités relativement aux autres aspects commerciaux des conventions de vente.

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Volume des ventes				
Pétrole brut (en barils par jour)	-	68 710	16 533	71 433
(en millions de dollars)				
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées ^{1) 3)}	- \$	- \$	(279) \$	131 \$
Dépenses en immobilisations ²⁾	-	33	(1 116)	133

¹⁾ La perte nette de 2006 provient de la vente des activités et le bénéfice net de 2005 est le résultat de ces activités.

²⁾ Les dépenses en immobilisations de 2006 comprennent le produit net de cessions de 1,4 G\$, moins la demande d'indemnisation au cours du troisième trimestre.

³⁾ Selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, la charge d'amortissement et d'épuisement au titre des activités en Équateur n'a pas été comptabilisée dans l'état consolidé des résultats au titre des activités abandonnées. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2005 s'est établi à 123 M\$. Une provision de 123 M\$ a été portée en réduction du bénéfice net au titre de la valeur recouvrable de la participation en Équateur en date de la cession, le 1^{er} juillet 2005.

Activités médianes

Le 6 mars 2006, EnCana a annoncé la conclusion d'une entente qui portait sur la vente de ses participations dans les activités de stockage de gaz naturel pour une contrepartie d'environ 1,5 G\$. La vente à un producteur unique est assujettie aux conditions de clôture et à l'approbation des organismes de réglementation; elle devrait se faire en deux étapes. La première étape de la vente a été finalisée le 12 mai 2006 pour un produit d'environ 1,3 G\$. La deuxième étape devrait être finalisée après que les organismes de réglementation de Californie auront donné leur accord, ce qui est prévu pour plus tard dans l'année.

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées ¹⁾	8 \$	(82) \$	855 \$	(33) \$
Dépenses en immobilisations	-	39	5	64

¹⁾ Selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, la charge d'amortissement et d'épuisement au titre des activités de stockage de gaz naturel n'a pas été comptabilisée dans l'état consolidé des résultats au titre des activités abandonnées.

Le bénéfice net dégagé des activités médianes abandonnées en 2006 est principalement attribuable au gain de 812 M\$ après impôts à la première étape de la vente des activités de stockage de gaz naturel en mai 2006. Les montants correspondants pour 2005 comprennent aussi les activités de traitement des LGN, vendues en décembre 2005.

Liquidités et ressources en capital

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Flux de trésorerie nettes liés aux				
activités d'exploitation	1 655 \$	1 215 \$	6 277 \$	4 014 \$
activités d'investissement	(1 232)	(2 011)	(2 595)	(2 781)
activités de financement	(542)	626	(3 653)	(1 681)
Déduire le gain (la perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	-	(4)	-	(2)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(119) \$	(174) \$	29 \$	(450) \$

Activités d'exploitation

Pour le troisième trimestre de 2006, les flux de trésorerie des activités poursuivies se sont élevés à 1 883 M\$ contre 1 823 M\$ pour la période correspondante de 2005. Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie des activités poursuivies se sont établis à 5 301 M\$ contre 4 572 M\$ pour la période correspondante de 2005. Cette augmentation des flux de trésorerie des activités poursuivies enregistrée en 2006 est avant tout attribuable aux produits accrus découlant de la montée du prix des liquides de gaz naturel, des gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises et des ventes de gaz naturel, annulée en partie par la baisse du prix du gaz naturel, l'accroissement des charges d'exploitation et l'augmentation des impôts payés. Les flux de trésorerie des activités poursuivies constituent la majeure partie des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation d'EnCana.

Activités d'investissement

Au cours du troisième trimestre de 2006, des flux de trésorerie de 1 232 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement, en baisse de 779 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2005. Les dépenses en immobilisations, y compris l'acquisition de biens, ont diminué de 131 M\$ au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2006. Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'élèvent à 2 595 M\$ contre 2 781 M\$ pour la période correspondante de 2005.

Activités de financement

En date du 30 septembre 2006, le total de la dette à long terme, y compris la tranche exigible à court terme, avait diminué à la suite du remboursement, depuis le 31 décembre 2005, de 512 M\$ sur des titres d'emprunt à long terme renouvelables et d'un titre d'emprunt à long terme à taux fixe de 73 M\$. La dette nette d'EnCana ajustée au titre du fonds de roulement s'établissait à 6 261 M\$ au 30 septembre 2006, contre 7 970 M\$ au 31 décembre 2005. Au cours de la période de neuf mois de 2006, EnCana a racheté 61,1 millions de ses actions ordinaires pour une contrepartie totale de 2 973 M\$. Au 30 septembre 2006, le déficit du fonds de roulement s'élevait à 34 M\$ contre 1 267 M\$ au 31 décembre 2005.

Le 22 septembre 2006, EnCana a déposé un prospectus préalable de base dans plusieurs territoires de compétence aux termes duquel elle est autorisée à émettre, à l'occasion, des titres d'emprunt jusqu'à concurrence de 2 G\$. Ce prospectus remplace le prospectus préalable de base d'EnCana visant l'émission de titres d'emprunt jusqu'à concurrence de 2 G\$ échu le 16 octobre 2006. Au 30 septembre 2006, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées et inutilisées de 3,6 G\$ et avait déposé, sans les utiliser, des prospectus préalables l'autorisant à émettre des titres jusqu'à concurrence de 4,4 G\$.

EnCana jouit d'une cote de crédit de première qualité sur sa dette non garantie de premier rang. Standard & Poor's lui a attribué la cote A- avec « perspectives négatives », Dominion Bond Rating Services, la cote A (faible) avec « tendance stable » et Moody's, la cote Baa2 « Stable ».

Ratios financiers

	30 septembre 2006	31 décembre 2005
Ratio dette nette/capitaux propres	25 %	33 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ¹⁾	0,5 x	1,1 x

¹⁾ Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux PCGR qui s'entend du bénéfice des activités poursuivies avant gain à la cession de participations, impôts sur les bénéfices, gain ou perte de change, montant net des intérêts, charge de désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et amortissement et épuisement.

La direction utilise les ratios dette nette/capitaux propres et dette nette/BAIIA ajusté pour gérer la dette globale de la société en tant que mesures de la santé financière générale de celle-ci.

Données sur les actions en circulation

(en millions)	30 septembre 2006
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	854,9
Actions émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	6,3
Actions rachetées (offre de rachat dans le cours normal des activités)	(61,1)
Actions ordinaires en circulation à la fin du semestre	800,1
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – résultat dilué	845,6

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation au 30 septembre 2006.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au 30 septembre 2006, 14,1 millions d'options non assorties d'un droit à la plus-value des actions alternatif étaient en cours, dont 13,9 millions pouvaient être exercées.

EnCana peut accorder à ses salariés des incitatifs à long terme sous forme d'attributions d'options sur actions et de droits à la valeur des actions liés au rendement (« DVAR »). Les options sur actions attribuées depuis 2004 comportent un droit à la plus-value des actions alternatif (« DPVAA ») et les salariés peuvent choisir d'exercer soit l'option sur actions, soit le DPVAA connexe. L'exercice de l'option sur actions aboutit à l'émission de nouvelles actions ordinaires, tandis que l'exercice du DPVAA aboutit au versement en trésorerie par la société. L'exercice de DVAR n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires par la société, les actions ayant été acquises par le truchement d'une fiducie pour le paiement, lorsque les critères de rendement établis sont atteints.

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires dans le cadre de quatre offres de rachat consécutives dans le cours normal des activités, qui ont débuté en octobre 2002 et qui peuvent se poursuivre jusqu'au 31 octobre 2006. EnCana avait racheté, en date du 30 septembre 2006, environ 61,1 millions d'actions ordinaires, ce qui laissait 800,1 millions d'actions ordinaires en circulation.

EnCana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires selon ce que décide le conseil d'administration. Ces dividendes ont totalisé 226 M\$ pour la période de neuf mois de 2006 et 174 M\$ pour la période correspondante de 2005. Les dividendes sont financés par les flux de trésorerie.

Offre de rachat dans le cours normal des activités

(en millions)	Rachat d'actions			
	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2006	2005	2006	2005
Offre ayant expiré en octobre 2005	-	10,5	-	55,2
Offre expirant en octobre 2006	17,4	-	61,1	-

Obligations contractuelles et éventualités

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

Les engagements d'emprunt à long terme d'EnCana, qui s'élevaient à 6 227 M\$ au 30 septembre 2006, comprennent une tranche de 913 M\$ au titre d'engagements liés à des effets de commerce. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen de facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme qui ne sont pas assortis de conditions de remboursement pour l'exercice à venir. Des précisions sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 9 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

En date du 30 septembre 2006, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 38 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volume divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 128 Gpi³ à un prix moyen pondéré de 3,93 \$ le kpi³. Au 30 septembre 2006, ces opérations représentaient une perte non réalisée de 288 M\$.

Contrats de location

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

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

Californie

Comme il a été dit précédemment, en juillet 2003, la filiale de commercialisation américaine en propriété exclusive indirecte de la société, WD Energy Services Inc. (« WD »), a conclu un règlement avec la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis relativement à une enquête de la CFTC qui a déjà été présentée. Aux termes du règlement, WD a accepté de payer une amende administrative de 20 M\$ sans admettre ni nier les conclusions de l'ordonnance de la CFTC.

EnCana Corporation et WD sont défenderesses dans une poursuite intentée par E. & J. Gallo Winery devant la cour de district des États-Unis, en Californie, décrite plus en détail ci-après. Dans sa plainte, Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$, qui pourraient tripler en vertu des lois de la Californie.

Conjointement avec d'autres sociétés du secteur de l'énergie, EnCana Corporation et WD ont été nommées défenderesses dans plusieurs autres poursuites relativement à des ventes de gaz naturel en Californie de 1999 à 2002 (certaines poursuites étant des recours collectifs et d'autres ayant été intentées par des particuliers en leur nom propre). Comme il est de règle, les dommages ne sont pas chiffrés dans ces poursuites. L'action en justice de Gallo et d'autres actions portées devant les tribunaux de la Californie contiennent des allégations selon lesquelles les défenderesses auraient participé à un complot avec des concurrents non nommés sur le marché du gaz naturel et des dérivés de la Californie en violation des lois antitrust et des lois sur la concurrence déloyale des États-Unis et de la Californie.

Dans la poursuite de Gallo, la décision qui porte sur la question de savoir si la compétence exclusive de la Federal Energy Regulatory Commission sur le prix du gaz naturel empêche les plaignants de maintenir leurs réclamations a été portée en appel devant la United States Court of Appeals for the Ninth Circuit. La poursuite de Gallo fait l'objet d'une suspension d'appel.

Sans admettre une quelconque responsabilité dans les poursuites, WD a versé 20,5 M\$ pour régler les poursuites en recours collectif regroupées devant la San Diego Superior Court sous réserve de la documentation et de l'approbation finales de la San Diego Superior Court. Toujours sans admettre une quelconque responsabilité dans les poursuites, WD a aussi accepté de verser 2,4 M\$ pour régler le recours collectif déposé auprès de la cour de district des États-Unis, en Californie, sous réserve de la documentation et de l'approbation finales de la cour de district des États-Unis. Les personnes qui ont intenté une poursuite à titre individuel ne sont pas parties à ces règlements.

New York

WD a été défenderesse dans un recours collectif déposé devant la cour de district des États-Unis à New York. Dans le recours collectif intenté devant les tribunaux de New York, il est allégué que la prétendue manipulation par les défenderesses des indices du prix du gaz naturel se serait répercutée sur les contrats à terme et les contrats d'options sur gaz naturel négociés sur la NYMEX entre 2000 et 2002. EnCana Corporation n'est plus une partie intimée dans le recours intenté devant les tribunaux de New York; seules WD et d'autres sociétés non liées à EnCana Corporation sont encore défenderesses. Sans admettre une quelconque responsabilité dans cette affaire, WD a accepté de verser 8,2 M\$ en règlement du recours collectif déposé devant les tribunaux de New York. La documentation et l'approbation finales de la cour de district des États-Unis à New York ont été obtenues et WD a versé le montant du règlement.

À la suite des règlements précités, un montant de 31 M\$ a été passé en charges. EnCana Corporation et WD comptent opposer une défense vigoureuse aux réclamations restantes; la société ne peut toutefois pas prévoir le dénouement de ces poursuites ou de toute poursuite future à son encontre, ni prévoir si elles aboutiront au versement de dommages-intérêts qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière ou si d'autres poursuites découleront de ces allégations.

Conventions comptables et estimations

Le 1^{er} janvier 2006, la société a adopté l'abrégé EITF 04-13, intitulé *Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty*. Depuis le 1^{er} janvier 2006, EnCana comptabilise sur une base nette dans l'état consolidé des résultats les achats et les ventes de stocks conclus simultanément avec la même contrepartie. Cette modification a été adoptée avec effet prospectif et n'a pas d'incidence sur le résultat net des périodes visées par le présent rapport de gestion.

Gestion des risques

Les résultats d'EnCana sont exposés aux risques suivants :

- les risques financiers (soit les risques de prix des marchandises, de change, de taux d'intérêt et de crédit);
- les risques liés à l'exploitation;
- les risques liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité;
- les risques d'atteinte à la réputation.

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 assujéti aux limites fixées par le conseil d'administration. Pour gérer le risque de prix des marchandises, la société a conclu diverses ententes sur instruments financiers. Le détail de ces instruments, y compris les gains ou les pertes non réalisés, au 30 septembre 2006, figure à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. EnCana n'utilise pas d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

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.

Prix des marchandises

Pour atténuer en partie le risque lié au prix du gaz naturel, la société conclut des swaps qui permettent de fixer les prix AECO et NYMEX ainsi que des options de vente qui permettent de fixer l'écart de prix AECO/NYMEX. Pour se protéger contre l'élargissement des écarts de prix du gaz naturel dans diverses régions de production, EnCana a conclu des swaps visant à fixer l'écart de prix AECO/Rocheuses à partir du prix NYMEX. Les contrats physiques relatifs à ces activités comportaient un gain non constaté de 21 M\$ au 30 septembre 2006.

EnCana a également conclu des contrats pour l'achat et la vente de gaz naturel dans le cadre de ses activités quotidiennes de gestion de la production lui appartenant. Les contrats physiques relatifs à ces activités comportaient un gain non constaté de 30 M\$ au 30 septembre 2006.

Dans le cas du risque de prix lié au pétrole brut, la société a atténué partiellement l'exposition d'une partie de sa production de pétrole au risque de prix WTI NYMEX au moyen de swaps de prix fixes, et elle a acheté des options d'achat pour participer à des niveaux supérieurs de prix du WTI et des options de vente.

Devises

Comme moyen d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, EnCana peut conclure des contrats de change. Elle conclut aussi des contrats de change liés à des opérations de commercialisation de pétrole brut. 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.

EnCana contracte des emprunts en dollars américains et en dollars canadiens 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 dollars américains, la société conclut des swaps croisés de devises à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la dette libellée en dollars américains/dollars canadiens.

Taux d'intérêt

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 a conclu 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.

Risque de crédit

EnCana est exposée à des pertes liées au crédit en cas de défaut de l'autre partie à un contrat. Pour gérer le risque de créances irrécouvrables, 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 le degré de garantie des opérations par nantissement de titres. Une partie importante des comptes clients d'EnCana sont des créances sur des clients du secteur du pétrole et du gaz naturel.

Risque lié à l'exploitation

EnCana dispose de plusieurs politiques et processus pour atténuer le risque lié à l'exploitation. Dans le processus d'approbation des investissements, les projets de la société sont évalués en fonction de tous les risques, y compris le risque géologique et le risque technique. Les équipes responsables des actifs font en outre une évaluation a posteriori, au cours de laquelle chaque équipe procède à un examen approfondi de son programme d'immobilisations passé pour en tirer les principaux enseignements, faisant souvent ressortir des éléments opérationnels qui ont eu une incidence favorable ou défavorable 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. Les résultats de l'évaluation a posteriori sont analysés sur une base annuelle pour les besoins du programme d'immobilisations d'EnCana et les résultats ainsi que les enseignements tirés sont diffusés dans toute l'entreprise.

Tout projet comporte un facteur de risque commercial qui vise à tenir compte des risques imprévus. Le facteur de risque commercial retenu pour un projet en particulier dépend des résultats de l'évaluation a posteriori faite à l'égard du projet et de la nature de la dépense. Un contrôle par les pairs permet de s'assurer que le risque que comporte le projet d'investissement est bien évalué et que les enseignements tirés des projets antérieurs ont été diffusés dans toute l'entreprise. Le contrôle par les pairs 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.

La société dispose aussi d'un programme d'assurance exhaustif pour atténuer en partie les risques d'exploitation.

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

EnCana gère ces risques en appliquant des politiques et des normes conformes ou supérieures à la réglementation gouvernementale et aux normes de l'industrie. La société dispose également 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 gouvernementaux. 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.

EnCana gère les risques d'atteinte à la sécurité par le truchement d'un programme de sécurité qui vise à assurer la protection du personnel et des actifs d'EnCana. EnCana a en outre 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.

Changements climatiques

Le gouvernement fédéral est à mettre au point un cadre de travail qui présente les grandes lignes du plan d'action sur la pollution de l'air et les changements climatiques. Pour l'heure, le plan contient peu de précisions techniques sur la mise en œuvre de la stratégie que préconise le gouvernement en matière de réglementation des émissions de gaz à effet de serre (GES) de source industrielle. Le gouvernement s'est toutefois engagé à travailler avec le secteur à en définir les caractéristiques.

Comme l'élaboration du programme fédéral est en cours, 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 à la réglementation des émissions de gaz à effet de serre, subir des hausses de ses coûts d'exploitation. Cependant, EnCana, en collaboration avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers, continuera de collaborer avec le gouvernement à la mise au point d'une méthode susceptible de traiter des questions liées aux changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratifs de se conformer à la réglementation et soutenir les investissements dans le secteur. La société ne croit pas que les coûts associés aux plans du gouvernement visant les changements climatiques auront une incidence importante sur ses activités ni sur ses projets de croissance.

La société continuera de réduire l'intensité de ses émissions et d'améliorer son efficacité énergétique. Sa gestion des émissions repose sur trois éléments clés :

- sa pondération considérable en actifs de gaz naturel et de sables bitumineux de grande qualité mis en valeur par récupération in situ;
- sa reconnaissance dans le secteur comme chef de file en matière de stockage du carbone;
- l'accent qu'elle met sur le développement de technologies pour réduire les GES.

EnCana s'engage à être transparente face à ses partenaires et les tiendra au courant de l'effet de ces questions sur ses activités. De plus amples détails sur les émissions de gaz à effet de serre d'EnCana seront présentés dans le rapport sur la responsabilité de la société qui sera publié au cours du deuxième trimestre de 2006. Ce rapport pourra être consulté à www.encana.com.

Risques d'atteinte à la réputation

EnCana prône une approche anticipatrice en ce qui concerne l'identification et la gestion des questions qui ont une incidence sur la réputation de la société. Elle a donc établi des procédures, des lignes directrices et des définitions de responsabilité cohérentes et claires en vue de la détermination et de la gestion de ces enjeux. Les questions qui mettent en cause la réputation d'EnCana ou qui sont susceptibles de le faire sont en général des faits nouveaux qui peuvent être cernés rapidement puis gérés ou des faits imprévus qui se présentent inopinément et qu'il faut gérer d'urgence.

Perspectives

EnCana a l'intention de se concentrer principalement sur l'accroissement de sa capacité de produire du gaz naturel dans les zones de ressources non classiques de l'Amérique du Nord et de mettre en valeur ses ressources de sables bitumineux de grande qualité par récupération in-situ. EnCana continue d'évaluer des possibilités de commercialisation, de mise en valeur et d'autres options qui contribueront à mettre en valeur les sables bitumineux.

L'instabilité qui a marqué le prix du pétrole brut devrait se poursuivre en 2006 en raison des incertitudes qui pèsent sur le marché face à l'offre, à la croissance soutenue de la demande en Chine, aux mesures prises par l'OPEP, à la diminution de la demande par suite du prix élevé de l'énergie et à l'état de l'économie mondiale. À brève échéance, la capacité accrue d'acheminement d'hydrocarbures par pipeline sur la côte américaine du golfe du Mexique devrait permettre de réduire la volatilité du prix du brut canadien vis-à-vis des prix mondiaux du pétrole.

Le prix du gaz naturel dépend surtout du jeu de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, les conditions climatiques se révélant le facteur déterminant à court terme. Selon EnCana, l'offre de gaz classique en Amérique du Nord a atteint un sommet au cours des deux derniers exercices et les zones de ressources non classiques peuvent ralentir, du moins en partie, la diminution de la production de gaz classique. Les questions d'accès au territoire et de réglementation mettent à l'épreuve la capacité de l'industrie à réagir face au resserrement de l'offre de gaz en Amérique du Nord.

La société compte financer son programme d'immobilisations essentielles en 2006 à partir de ses flux de trésorerie.

Les résultats d'EnCana dépendent de facteurs de marché externes comme les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les mouvements des cours du change et les pressions inflationnistes exercées sur le coût des services.

Mise en garde

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Ayant pour objet 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 rapport de gestion constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (appelés collectivement « énoncés prospectifs »), selon le sens donné à l'expression « safe harbour » (règles refuge) dans les dispositions d'exonération de la loi des États-Unis 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 dans le présent rapport comprennent notamment des déclarations sur les projections touchant la croissance de la production de gaz naturel dans les zones de ressources non classiques et de la mise en valeur des sables bitumineux par récupération in situ; les volumes de production de gaz naturel, de pétrole brut et de LGN projetés pour 2006 au Canada et aux États-Unis; les projections relatives à la volatilité du prix du pétrole brut en 2006 et par la suite et les causes de cette volatilité; le budget des immobilisations prévu pour 2006 et les sources de financement sur lesquelles il repose; l'incidence du programme de gestion des risques de la société, y compris celle du recours à des instruments financiers dérivés; la défense opposée par la société dans les poursuites intentées contre elle; l'incidence de l'accord de Kyoto sur les charges d'exploitation; la justesse de la charge d'impôts prévue par la société; les plans de la société pour se départir des actifs de stockage de gaz naturel qu'il lui reste en Californie et la date de l'obtention des approbations réglementaires à cet égard; l'utilisation prévue des produits qui en seront tirés, notamment le remboursement de la dette; l'incidence sur les prix futurs du pétrole brut canadien de la nouvelle capacité de transport par pipeline sur la côte américaine du golfe du Mexique; les projections selon lesquelles le programme d'acceptations bancaires et d'effets de commerce de la société continuera d'être financé intégralement par les facilités de crédit et les facilités d'emprunt à terme, ainsi que les projections liées aux réserves classiques de gaz naturel en Amérique du Nord et à la capacité des zones de ressources non classiques de ralentir la baisse de la production de gaz classique. 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 l'orientation actuelle d'EnCana; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence; 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, d'asphalte, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et des autres zones qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité de la société et de ses filiales de remplacer et d'accroître leurs réserves de pétrole et de gaz; la capacité d'EnCana et de ConocoPhillips à parvenir à négocier et à conclure des ententes finales définitives visant l'entreprise intégrée nord-américaine de pétrole lourd et la capacité des parties à obtenir les approbations nécessaires auprès des autorités réglementaires; les marges dégagées des activités de raffinage et de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et processus de fabrication; l'incapacité de nouveaux produits à trouver un accueil favorable sur le marché; les hausses de coût imprévues ou les difficultés techniques rencontrées dans la fabrication, le transport et le raffinage du pétrole brut synthétique; les risques liés à la technologie; la capacité de la société de dégager des flux de trésorerie d'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 de la réglementation de l'environnement et d'autres réglementations 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; d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par EnCana auprès des autorités en valeurs mobilières. Les énoncés qui se rapportent aux « réserves », aux « ressources » ou aux « ressources potentielles » sont réputés être des énoncés prospectifs, car l'existence de ces réserves et substances dans les quantités prédites ou estimées, de même que la rentabilité de leur production dans les exercices à venir, relèvent d'estimations et d'hypothèses. Bien qu'EnCana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs soient raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion étaient à jour en date de la rédaction du rapport, 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 rapport sont expressément visés par cette mise en garde.

INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL

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, 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 (« Règlement 51-101 »). Les données quantitatives sur les réserves fournies par EnCana représentent les réserves prouvées nettes calculées selon les normes établies dans le règlement S-X de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. De plus amples renseignements concernant les différences qui existent entre les normes américaines et les normes contenues dans le Règlement 51-101 figurent sous la rubrique « Remarque concernant les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » de la notice annuelle d'EnCana.

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

Dans le présent rapport de gestion, un certain volume de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») a été converti en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi³e ») à raison de un baril pour six milliers de pieds cubes (« kpi³ »). De plus, un certain volume de gaz naturel a été converti en barils d'équivalent 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 un baril pour six kpi³ est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence valable à la tête du puits.

Zone de ressources, récupération totale estimative et ressources potentielles non comptabilisées

EnCana utilise les expressions « zone de ressources », « récupération totale estimative » et « ressources potentielles non comptabilisées ». EnCana emploie l'expression « zone des 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 du rendement plus faible. EnCana emploie l'expression « récupération totale estimative » au sens de la définition donnée conjointement par la Society of Petroleum Engineers et le Congrès mondial du pétrole en 2000, soit la quantité de pétrole estimée, à une date donnée, récupérable à partir d'un gisement, plus la quantité déjà extraite de ce gisement. L'expression « ressources potentielles non comptabilisées » est utilisée par EnCana pour désigner les quantités de pétrole et de gaz présentes dans les terrains miniers existants qui ne sont pas encore classées dans les réserves prouvées, mais dont EnCana estime qu'elles peuvent être ajoutées aux réserves prouvées et faire l'objet d'une production. EnCana recourt à une approche pondérée en fonction des probabilités pour calculer ces quantités, notamment les distributions statistiques de potentiel des zones de ressources et de l'étendue aréale. Par conséquent, les ressources potentielles non comptabilisées comprennent nécessairement des quantités de réserves probables et possibles et des ressources éventuelles, selon la définition qui en est donnée dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*.

DEVICES, MESURES NON CONFORMES AUX PCGR ET DÉFINITION D'ENCANA

Toute l'information contenue dans ce rapport de gestion et dans les états financiers consolidés intermédiaires, ainsi que dans les données correspondantes, est présentée en dollars américains, déduction faite des redevances, sauf indication contraire. Les ventes prévisionnelles reflètent le point médian des prévisions actuelles, après déduction des redevances. Dans ses prévisions actuelles, la société utilise un taux de change hypothétique de 0,88 \$ US pour 1,00 \$ CA.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie des activités poursuivies, les flux de trésorerie, les flux de trésorerie par action dilués, le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation par action dilué, le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies et le BAIIA ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (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 ce rapport pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des informations supplémentaires relativement aux liquidités de la société ainsi qu'à sa capacité de dégager des fonds pour financer ses activités. Les mesures employées par la direction sont expliquées plus à fond sous les rubriques du rapport où il en est question.

Définition d'EnCana

Pour des raisons d'ordre pratique, les termes « EnCana », la « société », « nous », « nos » et « notre » qui sont employés dans ce rapport de gestion 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 (globalement, les « filiales ») d'EnCana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires sur EnCana Corporation dans les documents publics de la société à www.sedar.com et sur le site Web de la société à www.encana.com.