

ENCANA CORPORATION

Rapport de gestion

30 SEPTEMBRE 2005

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés (les « états financiers consolidés intermédiaires ») de la période terminée le 30 septembre 2005 et les états financiers consolidés annuels vérifiés ainsi qu'avec le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2004. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Énoncés prospectifs » qui figure à la fin du présent rapport de gestion. Les états financiers consolidés intermédiaires et les données correspondantes ont été préparés conformément aux PCGR du Canada et sont libellés en dollars américains (sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont présentés dans une autre devise).

Le présent rapport de gestion a été préparé en dollars américains et les volumes de production et de ventes qui y figurent sont présentés déduction faite des redevances exigibles, conformément au protocole de présentation américain. Le présent rapport de gestion est daté du 27 octobre 2005.

RÉSUMÉ DES PRINCIPALES RUBRIQUES

	<u>Page</u>
Résumé des principaux événements et des résultats financiers	1
Survol	4
Contexte commercial	4
Acquisitions et dessaisissements	6
Résultats financiers consolidés	7
Activités en amont	12
Activités médianes et optimisation des marchés	21
Activités non sectorielles	22
Dépenses en immobilisations	25
Activités abandonnées	26
Liquidités et ressources en capital	28
Données sur les actions en circulation	29
Obligations contractuelles et éventualités	31
Conventions et estimations comptables	32
Gestion des risques	32
Perspectives	35
Mises en garde	36

Certains termes utilisés dans le présent rapport (qui ne sont pas définis par ailleurs) sont définis dans les notes intitulées « Information sur le pétrole et le gaz naturel » et « Devises, mesures non conformes aux PCGR et définition d'EnCana », qui figurent à la fin du présent rapport.

RÉSUMÉ DES PRINCIPAUX ÉVÉNEMENTS ET DES RÉSULTATS FINANCIERS

Les principaux événements qui ont marqué le troisième trimestre de 2005 sont les suivants :

- les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont augmenté de 45 % pour s'établir à 1 823 M\$, contre 1 259 M\$ pour le trimestre correspondant de 2004;
- le bénéfice net des activités poursuivies a régressé de 38 %, passant de 432 M\$, en 2004, à 266 M\$ en 2005;
- le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies a progressé de 32 % pour s'établir à 731 M\$, contre 553 M\$ pour la période correspondante de 2004;

- le volume des ventes provenant des activités poursuivies est demeuré relativement le même que celui du trimestre correspondant de 2004, s'établissant à 4 125 millions de pieds cubes d'équivalents par jour (« Mpi^3/j »), dont 3 222 millions de pieds cubes par jour (Mpi^3/j) de gaz naturel et 150 457 barils par jour (« b/j ») de liquides de gaz naturel. Le volume des ventes de gaz naturel aux États-Unis a augmenté de 15 % pour s'établir à 1 099 Mpi^3/j , alors que le volume des ventes de gaz naturel au Canada est demeuré relativement inchangé à 2 123 Mpi^3/j . Le volume de liquides de gaz naturel a fléchi de 11 % pour s'établir à 150 457 b/j. Le volume des ventes de gaz naturel et de liquides au Canada a régressé par suite des cessions ayant eu lieu au cours du dernier exercice;
- les prix de vente moyens, compte non tenu des opérations de couverture, se sont accrus de 41 % pour le gaz naturel d'Amérique du Nord et de 44 % pour les liquides de gaz naturel d'Amérique du Nord, en regard de ceux du trimestre correspondant de 2004;
- EnCana a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de toutes ses actions dans des filiales détenant des participations pétrolières et des participations liées aux oléoducs en Équateur contre un montant de 1,42 G\$;
- EnCana a comptabilisé des pertes de couverture réalisées du prix des marchandises provenant des activités poursuivies de 135 M\$ après impôts (115 M\$ après impôts en 2004), et des pertes de couverture non réalisées du prix des marchandises de 631 M\$ après impôts (276 M\$ après impôts en 2004);
- EnCana a achevé le rachat de neuf émissions de billets à moyen terme canadiens, pour un montant en capital total de 1,15 G\$ CA, à un coût total de 1,3 G\$ CA.

Les principaux événements qui ont marqué l'exercice 2005 à ce jour sont les suivants :

- les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont augmenté de 46 % pour s'établir à 4 643 M\$, contre 3 176 M\$ pour la période correspondante de 2004;
- le bénéfice net des activités poursuivies a régressé de 9 %, passant de 1 023 M\$, en 2004, à 927 M\$ en 2005;
- le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies a grimpé à 1 872 M\$, en hausse de 36 % par rapport aux 1 377 M\$ inscrits pour la période correspondante de 2004;
- le volume des ventes provenant des activités poursuivies s'est accru de 5 % pour s'élever à 4 122 Mpi^3/j , le volume des ventes de gaz naturel ayant augmenté de 9 % pour s'établir à 3 193 Mpi^3/j , alors que celui des ventes de liquides de gaz naturel a régressé de 8 % pour se fixer à 154 892 b/j;
- les prix de vente moyens, compte non tenu des opérations de couverture, ont augmenté de 23 % pour le gaz naturel d'Amérique du Nord, et de 26 % pour les liquides de gaz naturel de la même région;
- EnCana a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de toutes ses actions dans des filiales détenant des participations pétrolières et des participations liées aux oléoducs en Équateur contre un montant de 1,42 G\$;
- EnCana a vendu ses actifs du golfe du Mexique pour un produit net, après impôts et autres ajustements, de quelque 1,5 G\$, et elle a vendu certains actifs secondaires liés au gaz et au pétrole classique pour un produit avant ajustements de 440 M\$;
- EnCana a comptabilisé des pertes de couverture réalisées du prix des marchandises provenant des activités poursuivies de 216 M\$ après impôts (309 M\$ après impôts en 2004) et des pertes de couverture non réalisées du prix des marchandises de 1 058 M\$ après impôts (561 M\$ après impôts en 2004);
- EnCana a achevé de racheter neuf émissions de billets à moyen terme canadiens pour un montant en capital total de 1,15 G\$ CA, à un coût total de 1,3 G\$ CA;
- dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« l'offre »), EnCana a racheté environ 55 millions d'actions, pour un coût total de 1 924 M\$, portant le total des rachats en vertu de l'offre à 91 % du total des rachats permis.

SURVOL

EnCana, une société pétrolière et gazière indépendante occupant une place de chef de file en Amérique du Nord, recherche une croissance prévisible et rentable de son portefeuille de zones de ressources de longue durée au Canada et aux États-Unis. La recherche soutenue de ces ressources non traditionnelles a permis à la société de devenir le plus important producteur de gaz naturel en Amérique du Nord, et un chef de file en matière de performance technique et de minimisation des coûts dans le secteur de la mise en valeur des sables bitumineux par récupération *in situ*.

EnCana présente les résultats de ses activités poursuivies sous deux grands secteurs d'activité :

- les activités en amont, qui englobent principalement l'exploration, la mise en valeur et la production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN »), de même que les activités connexes;
- les activités médianes et optimisation des marchés, qui sont exercées par la division des activités médianes et de la commercialisation. Le groupe de la commercialisation s'adonne à des activités d'optimisation des marchés en vue d'accroître la vente de la production des activités en amont. Les résultats de l'optimisation des marchés englobent l'achat de produits par des tiers et la vente de produits qui procurent une souplesse d'exécution en ce qui a trait aux engagements de transport, au type de produit, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Les activités médianes sont principalement axées sur le stockage du gaz naturel, le traitement des LGN et la production d'énergie.

CONTEXTE COMMERCIAL

GAZ NATUREL

Un été torride en Amérique du Nord, conjugué aux pertes de réserve imputables aux dommages causés par les ouragans et aux prix élevés du pétrole brut qui ont entraîné la hausse des prix des combustibles de remplacement, a poussé le prix moyen du gaz coté à la New York Mercantile Exchange (« NYMEX ») à des sommets historiques au troisième trimestre.

Le cours moyen élevé du gaz AECO observé au cours du troisième trimestre de 2005, comparativement à la période correspondante de 2004, peut s'expliquer par la progression des prix NYMEX, en partie annulée par l'élargissement de l'écart AECO/NYMEX au troisième trimestre de 2005 par rapport au trimestre correspondant de 2004. La base AECO s'est élargie pour atteindre 1,74 \$ au troisième trimestre de 2005, contre 0,70 \$ pour la période correspondante de 2004. Cette hausse était principalement attribuable à l'augmentation du prix NYMEX et aux écarts temporaires entre les règlements des contrats AECO et NYMEX.

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
	2005	Comparaison 2005 et 2004		2005	Comparaison 2005 et 2004		2004
		2004			2004		
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	8,17 \$	23 %	6,66 \$	7,41 \$	11 %	6,69 \$	6,79 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	8,49	47 %	5,76	7,16	23 %	5,81	6,14
Prix Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	6,71	33 %	5,06	6,08	21 %	5,02	5,23
Écart AECO/NYMEX (\$/Mbtu)	1,74	149 %	0,70	1,12	44 %	0,78	0,91
Écart Rocheuses/ NYMEX (\$/Mbtu)	1,78	154 %	0,70	1,08	35 %	0,80	0,91

PÉTROLE BRUT

Le prix West Texas Intermediate (« WTI ») du pétrole brut a été beaucoup plus élevé au cours du troisième trimestre de 2005 que pendant la période correspondante de 2004. Les dommages provoqués par les ouragans aux installations de production et de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique alliés à un marché où l'offre était déjà faible ont joué un rôle décisif dans cette hausse des prix. Au troisième trimestre, les écarts entre les prix du lourd au Canada se sont considérablement accentués, en dollars, par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2004, en raison de l'augmentation du prix WTI et de l'élargissement de l'écart Maya, qui représente la valeur de référence du brut lourd en Amérique du Nord. La vigueur des marchés du bitume au Canada au troisième trimestre a contribué à soutenir les prix du lourd canadien par rapport au prix Maya. Le prix moyen du pétrole de Bow River au troisième trimestre de 2005 représentait 73 % du prix WTI, ce qui se compare aux 72 % enregistrés pour le troisième trimestre de 2004.

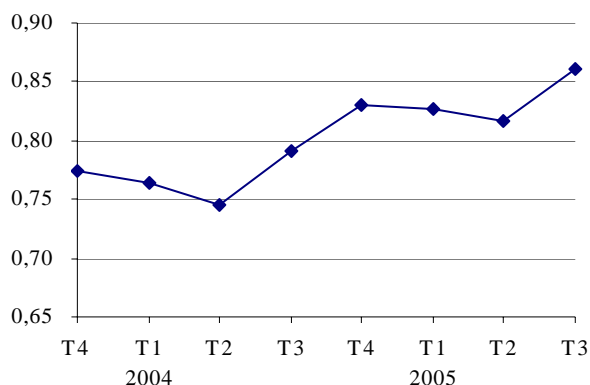
Le prix moyen du NAPO au troisième trimestre de 2005 représentait 73 % du prix WTI, en hausse par rapport aux 67 % enregistrés pour le trimestre correspondant de 2004. Cette situation s'explique principalement par l'amélioration de la situation du raffinage du brut NAPO, qui a donné lieu à une meilleure valeur.

Prix de référence du pétrole brut (moyenne de la période, \$/b)	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé
	2005	Comparaison 2005 et 2004		2005	Comparaison 2005 et 2004		2004
		2004			2004		
WTI	63,31 \$	44 %	43,89	55,61 \$	42 %	39,21	41,47 \$
Écart WTI/Maya	15,61	34 %	11,67	15,34	55 %	9,89	11,58
Écart WTI/Bow River	17,08	41 %	12,09	18,59	73 %	10,72	12,82
Écart WTI/OCP NAPO (Équateur)	17,09	19 %	14,31	16,70	31 %	12,71	14,33

TAUX DE CHANGE DU DOLLAR AMÉRICAIN PAR RAPPORT AU DOLLAR CANADIEN

Le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien au 30 septembre 2005, soit 0,861 \$ US pour 1 \$ CA, a augmenté de 9 % par rapport au taux de 0,791 \$ en vigueur le 30 septembre 2004. Le taux de septembre 2005 est d'environ 4 % supérieur à celui de 0,831 \$ qui avait cours à la fin de l'exercice 2004.

Taux de change du dollar américain par rapport au
dollar canadien en fin de période



	Trimestre terminé le 30 septembre 2005	Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005	Exercice terminé 2004
Taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien	0,833 \$	0,817 \$	0,768 \$
Taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien de l'exercice précédent	0,765 \$	0,753 \$	0,716 \$
Coûts américains additionnels engagés pour chaque tranche de 100 \$ CA dépensés au titre des immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration par rapport à l'exercice précédent	6,80 \$	6,40 \$	5,20 \$

Il importe, dans l'analyse de certains éléments des états financiers consolidés intermédiaires, d'examiner l'incidence qu'a sur les résultats la conversion des dollars canadiens en dollars américains. Les produits ont été peu touchés par l'augmentation du taux de change, étant donné que le prix des marchandises obtenu est le plus souvent libellé soit en dollars américains, soit en dollars canadiens qui sont étroitement liés à la valeur du dollar US.

ACQUISITIONS ET DESSAISISSEMENTS

Le 13 septembre 2005, EnCana a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de toutes ses actions dans des filiales détenant des participations liées au pétrole brut et aux oléoducs en Équateur, contre un montant approximatif de 1,42 G\$. La date de prise d'effet de la vente est le 1^{er} juillet 2005. Le 27 octobre 2005, EnCana a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de la quasi-totalité de ses activités liées aux liquides de gaz naturel, contre un montant d'environ 586 M\$ avant ajustements. Les deux ventes devraient se conclure d'ici la fin de l'exercice, sous réserve des conditions et des approbations de clôture. EnCana compte toujours se départir de ses activités de stockage de gaz naturel.

Au cours de l'exercice, EnCana a conclu deux opérations importantes :

- le 26 mai 2005, EnCana a conclu la vente de ses actifs du golfe du Mexique pour un montant en espèces d'environ 2,1 G\$ qui, après impôts et autres ajustements, s'est traduit par un produit net d'environ 1,5 G\$;
- le 30 juin 2005, EnCana a conclu la vente de certains actifs canadiens secondaires liés au gaz et au pétrole classique produisant environ 6 400 barils d'équivalents pétrole par jour, pour un produit avant ajustements de quelque 326 M\$.

Le produit de ces dessaisissements a servi essentiellement à la réduction de la dette et à l'achat d'actions d'EnCana, conformément à l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités d'EnCana.

RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Sommaire des données financières consolidées (en millions de dollars, sauf les données par action ¹⁾)	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé	
	2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2004	
Flux de trésorerie ²⁾	1 931			4 916				
- par action, dilués	2,20	42 %	1 363 \$	5,50	41 %	3 489 \$		4 980 \$
Bénéfice net	266	-32 %	393	1 060	14 %	933		3 513
- par action, de base	0,31	-28 %	0,43	1,21	20 %	1,01		3,82
- par action, dilué	0,30	-29 %	0,42	1,19	19 %	1,00		3,75
Bénéfice d'exploitation ³⁾	704	26 %	559	1 970	40 %	1 403		1 976
- par action, dilué	0,80	33 %	0,60	2,20	47 %	1,50		2,11
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ²⁾	1 823	45 %	1 259	4 643	46 %	3 176		4 605
Bénéfice net des activités poursuivies	266	-38 %	432	927	-9 %	1 023		2 211
par action, de base	0,31	-34 %	0,47	1,06	-5 %	1,11		2,40
par action, dilué	0,30	-35 %	0,46	1,04	-5 %	1,10		2,36
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ³⁾	731	32 %	553	1 872	36 %	1 377		1 989
Produits, déduction faite des redevances	3 089	33 %	2 320	9 331	23 %	7 602		11 810
Sommaire des données trimestrielles (en millions de dollars, sauf les données par action ¹⁾)	2005			2004			2003	
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Flux de trésorerie ²⁾	1 931	1 572	1 413	1 491	1 363	1 131	995	1 254
- par action, dilués	2,20	1,76	1,55	1,60	1,46	1,21	1,07	1,35
Bénéfice net (perte)	266	839	(45)	2 580	393	250	290	426
- par action, de base	0,31	0,96	(0,05)	2,81	0,43	0,27	0,31	0,46
- par action, dilué(e)	0,30	0,94	(0,05)	2,77	0,42	0,27	0,31	0,46
Bénéfice d'exploitation ³⁾	704	655	611	573	559	379	465	316
- par action, dilué	0,80	0,73	0,67	0,62	0,60	0,41	0,50	0,34
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ²⁾	1 823	1 512	1 308	1 429	1 259	1 021	896	1 103
Bénéfice net (perte) des activités poursuivies	266	786	(125)	1 188	432	265	326	447
- par action, de base	0,31	0,90	(0,14)	1,29	0,47	0,29	0,35	0,49
- par action, dilué(e)	0,30	0,88	(0,14)	1,28	0,46	0,28	0,35	0,48
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ³⁾	731	623	518	612	553	362	462	337
Produits, déduction faite des redevances	3 089	3 581	2 661	4 208	2 320	2 552	2 730	2 639

¹⁾ Les montants par action ont été retraités pour tenir compte du fractionnement des actions ordinaires en mai 2005.

²⁾ Les flux de trésorerie et les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR et sont traités à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

³⁾ Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR et sont décrits et traités à la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE

Le total des flux de trésorerie d'EnCana s'est établi à 1 931 M\$ au troisième trimestre de 2005, en hausse de 568 M\$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2004. Cette augmentation est attribuable à la hausse du prix des marchandises au troisième trimestre de 2005, en partie annulée par la progression des pertes de couverture réalisées et des coûts. Les activités abandonnées d'EnCana ont compté pour 108 M\$ des flux de trésorerie du trimestre à l'étude, contre 104 M\$ pour la période correspondante de 2004.

Au troisième trimestre de 2005, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana ont atteint 1 823 M\$, en hausse de 564 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2004, grâce aux éléments importants suivants :

- le volume des ventes de gaz naturel a fait un bond de 4 % pour s'établir à 3 222 Mpi³/j;
- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 7,29 \$ par kpi³, en hausse de 41 % en regard des 5,18 \$ par kpi³ inscrits pour le trimestre correspondant de 2004;
- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 46,16 \$ le baril au troisième trimestre de 2005, contre 32,03 \$ le baril pour la période correspondante de 2004, en hausse de 44 %;
- les pertes de couverture réalisées du prix des marchandises comprises dans les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont totalisé 135 M\$ après impôts au troisième trimestre de 2005, contre 115 M\$ après impôts pour la période correspondante de 2004;
- les charges d'exploitation ont progressé de 27 % pour passer à 432 M\$, contre 340 M\$ pour la période correspondante de 2004;
- la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles s'est élevée à 169 M\$ pour le trimestre à l'étude, contre 103 M\$ pour le trimestre correspondant de 2004.

Pour l'exercice 2005 à ce jour, le total des flux de trésorerie d'EnCana a atteint 4 916 M\$, en hausse de 1 427 M\$ comparativement à ceux de la période correspondante de 2004. Cette progression traduit l'effet net qu'ont eu l'augmentation des prix et la diminution des pertes réalisées de couverture pour les neuf premiers mois de 2005, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement des coûts. Les activités abandonnées d'EnCana ont compté pour 273 M\$ des flux de trésorerie en 2005, en regard de 313 M\$ en 2004.

Pour l'exercice 2005 à ce jour, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana ont atteint 4 643 M\$, en hausse de 1 467 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2004, ce qui s'explique par les éléments importants suivants :

- le volume des ventes de gaz naturel a fait un bond de 9 % pour s'établir à 3 193 Mpi³/j;
- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, s'est chiffré à 6,46 \$ par kpi³, en hausse de 23 % en regard des 5,26 \$ par kpi³ inscrits pour la période correspondante de 2004;
- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a grimpé à 35,82 \$ le baril pour l'exercice jusqu'ici écoulé, contre 28,32 \$ le baril pour la période correspondante de 2004, en hausse de 26 %;
- les pertes de couverture réalisées du prix des marchandises comprises dans les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont totalisé 216 M\$ après impôts pour l'exercice 2005 à ce jour, contre 309 M\$ après impôts pour la période correspondante de 2004;

- les charges d'exploitation ont augmenté de 23 % pour s'établir à 1 177 M\$ pour l'exercice 2005 à ce jour, contre 960 M\$ pour la période correspondante de 2004;
- la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles, déduction faite des impôts sur la vente d'actifs, s'est élevée à 477 M\$ pour l'exercice jusqu'ici écoulé, contre 511 M\$ pour la période correspondante de 2004.

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

BÉNÉFICE NET

Pour le troisième trimestre de 2005, le bénéfice net total d'EnCana s'est élevé à 266 M\$, contre 393 M\$ pour la période correspondante de 2004. Quant au bénéfice net des activités poursuivies du trimestre à l'étude, il s'est élevé à 266 M\$, en baisse de 166 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2004. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies du troisième trimestre dont il a été question précédemment, les éléments déterminants sont les suivants :

- des pertes non réalisées, établies à la valeur du marché, de 631 M\$ après impôts au troisième trimestre de 2005, contre une perte de 276 M\$ pour la période correspondante de 2004;
- un gain non réalisé après impôts de 166 M\$ sur la dette canadienne libellée en dollars américains pour le trimestre à l'étude, en regard d'un gain de 155 M\$ pour la période correspondante de 2004;
- des intérêts débiteurs qui se sont établis à 218 M\$ au troisième trimestre de 2005, contre 106 M\$ pour le trimestre correspondant de 2004.

Pour l'exercice 2005 à ce jour, le bénéfice net total d'EnCana s'est élevé à 1 060 M\$, contre 933 M\$ pour la période correspondante de 2004. Quant au bénéfice net des activités poursuivies de l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, il s'est établi à 927 M\$, en baisse de 96 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2004. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies dont il a été question précédemment, les éléments déterminants sont les suivants :

- des pertes non réalisées, établies à la valeur du marché, de 1 058 M\$ après impôts pour l'exercice 2005 à ce jour, contre 561 M\$ pour la période correspondante de 2004;
- un gain non réalisé après impôts de 113 M\$ sur la dette canadienne libellée en dollars américains pour les neuf mois écoulés, contre un gain de 98 M\$ pour la période correspondante de 2004;
- des intérêts débiteurs qui se sont établis à 419 M\$ pour l'exercice 2005 à ce jour, contre 284 M\$ pour la période correspondante de 2004;
- une augmentation de 277 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement résultant de l'appréciation du dollar canadien et de la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement découlant du taux de change, de l'accroissement des frais de mise en valeur futurs et de l'acquisition de Tom Brown, Inc. (« TBI ») en mai 2004, ainsi que de la hausse du volume des ventes;
- un gain de 109 M\$ attribuable à une modification des taux d'imposition du bénéfice comptabilisé en 2004, sans montant correspondant en 2005.

Rapprochement du résultat net des activités poursuivies entre 2004 et 2005

(en millions de dollars)

Bénéfice net des activités poursuivies pour le cumul de l'exercice 2004	1 023	\$
Prix en amont	1 281	¹⁾
Volume en amont	341	
Perte réalisée sur contrats financiers	142	
Gain à la cession	(35)	
Intérêts, montant net	(132)	²⁾
Perte de change	(150)	
Impôts sur les bénéfices	(211)	
Charges des activités en amont	(291)	
Charges d'amortissement et d'épuisement	(277)	
Ajustement non réalisé de la juste valeur sur contrats financiers	(742)	
Autres	(22)	
Bénéfice net des activités poursuivies pour le cumul de l'exercice 2005	927	\$

¹⁾ Ne tient pas compte de l'incidence de la couverture financière en amont, qui est comprise dans la perte réalisée sur contrats financiers.

²⁾ Ne tient pas compte de l'incidence des swaps de taux d'intérêt qui est comprise dans la perte réalisée sur contrats financiers.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR qui indiquent le bénéfice net compte non tenu des éléments hors exploitation comme le gain ou la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, les effets après impôts non réalisés de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, le gain ou la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains ainsi que l'incidence des variations des taux d'imposition prévus par la loi. La direction estime que ces éléments nuisent à la comparabilité des résultats financiers entre les périodes. La plupart des gains et des pertes de change non réalisés sur la dette canadienne libellée en dollars américains se rapporte à des dettes échéant à plus de cinq ans. Le tableau qui suit vise à fournir aux investisseurs des données comparables entre les exercices.

Sommaire du bénéfice d'exploitation total	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé
	2005	Comparaison 2005 et 2004	2004	2005	Comparaison 2005 et 2004	2004	2004
(en millions de dollars)							
Bénéfice net, tel que présenté	266	\$ -32 %	393	1 060	\$ 14 %	933	3 513
Déduire le gain à l'abandon d'activités	-		-	-		-	(1 364)
Ajouter la perte comptable non réalisée, établie à la valeur du marché (après impôts)	604		321	1 023		677	165
Déduire le gain de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	(166)		(155)	(113)		(98)	(229)
Déduire l'économie d'impôts futurs découlant des réductions de taux d'imposition	-		-	-		(109)	(109)
Bénéfice d'exploitation ^{1) 3)}	704	\$ 26 %	559	1 970	\$ 40 %	1 403	1 976

Sommaire du bénéfice d'exploitation total <i>(en dollars par action ordinaire, après dilution)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé
	Comparaison			Comparaison			
	2005	2005 et 2004	2004	2005	2005 et 2004	2004	2004
Bénéfice net, tel que présenté	0,30	\$ -29 %	0,42	\$ 1,19	\$ 19 %	1,00	\$ 3,75
Déduire le gain à l'abandon d'activités	-		-	-		-	(1,46)
Ajouter la perte comptable non réalisée, établie à la valeur du marché (après impôts)	0,69		0,35	1,14		0,72	0,18
Déduire le gain de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	(0,19)		(0,17)	(0,13)		(0,10)	(0,24)
Déduire l'économie d'impôts futurs découlant des réductions de taux d'imposition	-		-	-		(0,12)	(0,12)
Bénéfice d'exploitation ¹⁾³⁾	0,80	\$ 33 %	0,60	\$ 2,20	\$ 47 %	1,50	\$ 2,11

Sommaire du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre			Exercice terminé
	Comparaison			Comparaison			
	2005	2005 et 2004	2004	2005	2005 et 2004	2004	2004
Bénéfice net des activités poursuivies, tel que présenté	266	\$ -38 %	432	\$ 927	\$ -9 %	1 023	\$ 2 211
Ajouter la perte comptable non réalisée, établie à la valeur du marché (après impôts)	631		276	1 058		561	116
Déduire le gain de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	(166)		(155)	(113)		(98)	(229)
Déduire l'économie d'impôts futurs découlant des réductions de taux d'imposition	-		-	-		(109)	(109)
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ²⁾³⁾	731	\$ 32 %	553	\$ 1 872	\$ 36 %	1 377	\$ 1 989

¹⁾ Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à l'abandon d'activités, des effets après impôts non réalisés 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 prévus par la loi.

²⁾ Le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le bénéfice net des activités poursuivies, compte non tenu des effets après impôts non réalisés 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 variations des taux d'imposition prévus par la loi.

³⁾ Ni les gains ni les pertes non réalisés n'ont d'effet 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)

	2005				2004			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	2 043 \$	561 \$	76 \$	2 680 \$	1 432 \$	363 \$	66 \$	1 861 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	96	11	-	107	69	10	-	79
Transport et vente	119	14	-	133	95	19	-	114
Exploitation	190	73	85	348	131	71	60	262
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	1 638 \$	463 \$	(9) \$	2 092 \$	1 137 \$	263 \$	6 \$	1 406 \$
Amortissement et épuisement				649				583
Bénéfice des activités en amont				1 443 \$				823 \$

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

(en millions de dollars)

	2005				2004			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	5 525 \$	1 293 \$	195 \$	7 013 \$	4 085 \$	998 \$	170 \$	5 253 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	254	37	-	291	188	28	-	216
Transport et vente	345	45	-	390	315	55	-	370
Exploitation	525	222	189	936	377	208	155	740
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	4 401 \$	989 \$	6 \$	5 396 \$	3 205 \$	707 \$	15 \$	3 927 \$
Amortissement et épuisement				1 957				1 657
Bénéfice des activités en amont				3 439 \$				2 270 \$

Trimestres terminés les 30 septembre

Les résultats des activités poursuivies du trimestre terminé le 30 septembre 2005, comparativement au trimestre correspondant de 2004, traduisent une progression du volume des ventes des zones de ressources en Amérique du Nord, contrebalancée par la cession de propriétés secondaires au troisième trimestre de 2004 et en juin 2005.

Les produits, déduction faite des redevances, reflètent l'augmentation du prix de référence du gaz naturel et du pétrole brut (voir la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport) d'un trimestre sur l'autre, augmentation contrebalancée par les pertes de couverture réalisées. Les pertes de couverture réalisées du prix des marchandises du trimestre terminé le 30 septembre 2005 se sont établies à 196 M\$, ou 0,52 \$ par kpi³e, en regard de 180 M\$, ou 0,48 \$ par kpi³e, pour la période correspondante de 2004.

Les taxes à la production et les impôts miniers en Amérique du Nord ont crû de 35 %, soit de 28 M\$, au troisième trimestre de 2005 comparativement à la période correspondante de 2004, en raison surtout de l'augmentation du prix du pétrole brut et du gaz naturel et de l'accroissement du volume des ventes de gaz naturel aux États-Unis.

Les frais de transport et de vente en Amérique du Nord ont augmenté de 17 %, soit de 19 M\$, au troisième trimestre de 2005 par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2004. En 2005, les frais ont augmenté du fait que la commercialisation des volumes de gaz pour plusieurs propriétés américaines s'est faite en aval de la tête de puits, alors qu'en 2004, elle s'était faite à la tête du puits, et d'une croissance des volumes.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005, les charges d'exploitation, compte non tenu des charges du poste « Autres », ont grimpé de 61 M\$, soit une hausse de 0,16 \$ par kpi³e, pour s'établir à 0,69 \$ par kpi³e, en regard de 0,53 \$ par kpi³e pour le trimestre correspondant de 2004. Cette progression s'explique principalement par l'augmentation du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien en 2005, l'accroissement des charges de rémunération à long terme résultant de la hausse du cours des actions d'EnCana et la montée des coûts découlant de l'intensification des activités dans le secteur.

La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 66 M\$ pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005 comparativement à celle du troisième trimestre de 2004 en raison principalement de la hausse du taux d'amortissement et d'épuisement et de l'appréciation du dollar canadien face au dollar américain dans le calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement libellée en dollars canadiens. Sur la base des activités poursuivies et compte non tenu des autres activités, les taux d'amortissement et d'épuisement ont été de 1,69 \$ par kpi³e au troisième trimestre de 2005, contre 1,52 \$ par kpi³e pour le trimestre correspondant de 2004. Les taux d'amortissement et d'épuisement ont augmenté en 2005 en raison des répercussions du taux de change et de l'accroissement des frais de mise en valeur futurs, hausse en partie contrebalancée par la cession des actifs du golfe du Mexique, qui a entraîné une baisse du taux d'amortissement et d'épuisement en date du 1^{er} juin 2005.

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

Les résultats des activités poursuivies traduisent une augmentation de 5 %, ou 181 Mpi³e/j, du volume des ventes pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 en comparaison de la période correspondante de 2004. Cette augmentation du volume des ventes s'explique essentiellement par la croissance interne des zones de ressources en Amérique du Nord. La hausse attribuable à l'acquisition de TBI en mai 2004 a été neutralisée par des cessions d'actifs secondaires en 2004 et en 2005.

Les produits, déduction faite des redevances, traduisent l'augmentation du prix de référence du gaz naturel et du pétrole brut (voir la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport) pour l'exercice à ce jour, augmentation contrebalancée par les pertes de couverture réalisées. Les pertes de couverture réalisées du prix des marchandises de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 se sont établies à 330 M\$, ou 0,29 \$ par kpi³e, en regard de 443 M\$, ou 0,41 \$ par kpi³e, pour la période correspondante de 2004.

Les taxes à la production et les impôts miniers en Amérique du Nord ont crû de 35 %, soit de 75 M\$, pour les neuf premiers mois de 2005 comparativement à la période correspondante de 2004, en raison surtout de l'augmentation du prix du pétrole brut et du gaz naturel et de l'accroissement du volume des ventes de gaz naturel aux États-Unis, y compris l'acquisition des propriétés TBI en 2004.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, les charges d'exploitation, compte non tenu des charges du poste « Autres », ont grimpé de 162 M\$, soit une hausse de 0,12 \$ par kpi³e, pour s'établir à 0,66 \$ par kpi³e, en regard de 0,54 \$ par kpi³e pour la période correspondante de 2004. Cette majoration est principalement attribuable à l'augmentation du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien en 2005, à l'accroissement des charges de rémunération à long terme résultant d'une hausse du cours des actions d'EnCana et à la hausse des coûts due à l'intensification des activités dans le secteur.

La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 300 M\$ pour les neuf premiers mois de 2005 comparativement à la période correspondante de 2004, en raison principalement de la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement, de l'incidence de l'appréciation du dollar canadien face au dollar américain sur le calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement libellée en dollars canadiens, et enfin de l'accroissement du volume des ventes. Sur la base des activités poursuivies et compte non tenu des autres activités, les taux d'amortissement et d'épuisement ont atteint 1,72 \$ par kpi³e pour les neuf premiers mois de 2005, contre 1,51 \$ par kpi³e pour la période correspondante de 2004. Les taux d'amortissement et d'épuisement ont augmenté en 2005 en raison des répercussions du taux de change, de l'accroissement des frais de mise en valeur futurs et de l'acquisition de TBI.

Variation des produits tirés des activités poursuivies au troisième trimestre de 2005 par rapport au troisième trimestre de 2004

Trimestres terminés les 30 septembre
(en millions de dollars)

	Produits de 2004, déduction faite des redevances		Variation des produits :		Produits de 2005, déduction faite des redevances	
			Prix ¹⁾	Volume		
Gaz produit						
Canada	970	\$	356	\$	(9)	\$ 1 317
États-Unis	462		171		93	726
Total du gaz produit	1 432	\$	527	\$	84	\$ 2 043
Pétrole brut et LGN						
Canada	313	\$	244	\$	(67)	\$ 490
États-Unis	50		24		(3)	71
Total du pétrole brut et des LGN	363	\$	268	\$	(70)	\$ 561

¹⁾ Compte tenu des effets réalisés des couvertures du prix des marchandises.

L'augmentation du prix de vente compte pour environ 98 % de la variation des produits, déduction faite des redevances, du troisième trimestre de 2005 en comparaison du troisième trimestre de 2004.

La variation des produits attribuable aux volumes au Canada pour le trimestre à l'étude par rapport au troisième trimestre de 2004 s'explique surtout par les cessions de biens matures productifs de pétrole classique survenues au cours du troisième trimestre de 2004 et en juin 2005.

Variation des produits tirés des activités poursuivies pour les neuf premiers mois de 2005 par rapport à la période correspondante de 2004

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre
(en millions de dollars)

	Produits de 2004, déduction faite des redevances		Variation des produits :		Produits de 2005, déduction faite des redevances	
			Prix ¹⁾	Volume		
Gaz produit						
Canada	2 887	\$	738	\$	9	\$
États-Unis	1 198		255		438	
Total du gaz produit	4 085	\$	993	\$	447	\$
Pétrole brut et LGN						
Canada	883	\$	359	\$	(129)	\$
États-Unis	115		42		23	
Total du pétrole brut et des LGN	998	\$	401	\$	(106)	\$

¹⁾ Compte tenu des effets réalisés des couvertures du prix des marchandises.

La majoration du prix de vente compte pour environ 80 % dans la variation des produits, déduction faite des redevances, des neuf premiers mois de 2005 en comparaison de la période correspondante de 2004.

La variation des volumes de pétrole brut et de LGN au Canada s'explique surtout par les cessions de biens matures productifs de pétrole classique survenues au troisième trimestre de 2004 et en juin 2005.

Volume des ventes	2005			2004				2003
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)	3 222	3 212	3 146	3 087	3 096	3 001	2 684	2 662
Pétrole brut (<i>b/j</i>)	124 402	132 294	130 826	132 061	142 506	144 347	142 669	151 644
LGN (<i>b/j</i>)	26 055	24 814	26 358	27 409	27 167	26 340	23 208	22 827
Activités poursuivies (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 125	4 155	4 089	4 044	4 114	4 025	3 679	3 709
Activités abandonnées								
Équateur (<i>b/j</i>)	68 710	73 176	72 487	77 876	74 846	78 303	80 982	77 352
Royaume-Uni (<i>barils d'équivalents pétrole par jour</i>) ²⁾	-	-	-	13 927	20 222	26 728	22 755	18 400
Activités abandonnées (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	412	439	435	551	570	630	623	574
Total (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 537	4 594	4 524	4 595	4 684	4 655	4 302	4 283

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

²⁾ Comprend le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (convertis en bep).

Volume des ventes	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004
Gaz produit (Mpi^3/j)	3 222	4 %	3 096	3 193	9 %	2 928
Pétrole brut (b/j)	124 402	-13 %	142 506	129 151	-10 %	143 172
LGN (b/j)	26 055	-4 %	27 167	25 741	1 %	25 578
Activités poursuivies (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 125	- %	4 114	4 122	5 %	3 941
Activités abandonnées						
Équateur (b/j)	68 710	-8 %	74 846	71 443	-8 %	78 032
Royaume-Uni (<i>barils d'équivalents pétrole par jour</i>) ²⁾	-	-100 %	20 222	-	-100 %	23 223
Activités abandonnées (Mpi^3e/j) ¹⁾	412	-28 %	570	429	-29 %	607
Total (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 537	-3 %	4 684	4 551	- %	4 548

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

²⁾ Comprend le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (convertis en bep).

Trimestres terminés les 30 septembre

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005, le volume des ventes lié aux activités poursuivies est demeuré relativement inchangé comparativement à celui du trimestre correspondant de 2004. Une pluviosité record dans l'Ouest canadien et le niveau élevé d'activité dans le secteur nord-américain des services pétroliers et gaziers ont restreint l'accès aux terrains et à l'équipement, ce qui a eu des répercussions directes sur la capacité d'EnCana d'accroître sa production pendant ce trimestre.

Le volume des ventes de gaz naturel au Canada au troisième trimestre de 2005 a baissé d'environ 1 %, ou 15 Mpi^3/j , par rapport à celui du trimestre correspondant de 2004. Ce recul, qui s'explique avant tout par la cession nette de propriétés secondaires en 2004 et 2005, a toutefois été compensé par le succès des programmes de forage de zones de ressources dans la région de Cutbank Ridge, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et par la présence de gisements de méthane de houille et de gaz à faible profondeur dans le sud de l'Alberta. Le volume des ventes de gaz naturel aux États-Unis pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005 a été d'environ 15 %, ou 141 Mpi^3/j , supérieur à celui du trimestre correspondant de 2004. Cette augmentation s'explique principalement par le succès du forage des zones de ressources dans les régions du bassin de Piceance, de Jonah et d'East Texas et par l'acquisition des propriétés de Fort Worth en décembre 2004.

Au troisième trimestre de 2005, le volume des ventes de liquides de gaz naturel des activités poursuivies a été de 11 %, ou 19 216 b/j , inférieur à celui du trimestre correspondant de 2004. La baisse du volume des ventes de liquides s'explique essentiellement par la cession, au troisième trimestre de 2004 et en juin 2005, de propriétés secondaires qui produisaient environ 13 400 b/j , ainsi que par des retards dans le rétablissement de la production à Foster Creek par suite des travaux d'entretien réalisés au deuxième trimestre de 2005 (2 400 b/j), facteurs qui ont été légèrement contrebalancés par la mise en valeur continue à Pelican Lake.

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

Pour les neuf premiers mois de 2005, le volume des ventes des activités poursuivies a été de 5 %, ou 181 Mpi^3e/j , supérieur à celui de la période correspondante de 2004.

Le volume des ventes de gaz naturel au Canada pour les neuf premiers mois de 2005 a progressé d'environ 1 %, ou 13 Mpi^3/j , par rapport à celui de la période correspondante de 2004. Cette croissance est essentiellement attribuable au succès des programmes de forage de zones de ressources dans la région de Cutbank Ridge, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, aux gisements de méthane de houille et de gaz à faible profondeur dans le sud de l'Alberta et aux retraits de 9 Mpi^3/j effectués dans les réserves de gaz au cours des neuf premiers mois de 2005. La croissance du volume a été partiellement annulée par la cession nette de propriétés secondaires qui produisaient environ

63 Mpi³/j en 2004. Le volume des ventes de gaz naturel aux États-Unis pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 a été d'environ 31 %, ou 252 Mpi³/j, plus élevé que pour la période correspondante de 2004. Cette augmentation s'explique principalement par l'effet, sur neuf mois complets, de l'acquisition de TBI, qui a accru la production d'environ 135 Mpi³/j, ainsi que par le succès des programmes de forage des zones de ressources du bassin de Piceance et de Jonah.

Pour les neuf premiers mois de 2005, le volume des ventes de liquides de gaz naturel des activités poursuivies a été de 8 %, ou 13 858 b/j, inférieur à celui de la période correspondante de 2004. La baisse du volume des ventes de liquides est principalement attribuable à la cession de biens secondaires, dont Petrovera Resources (« Petrovera »), en 2004 et en juin 2005. Cette baisse a été en partie compensée par la mise en valeur continue à Pelican Lake ainsi que par l'accroissement de la production de LGN à la suite de l'acquisition de TBI.

Résultats unitaires – Gaz produit

Trimestres terminés les 30 septembre

<i>(en dollars par millier de pieds cubes)</i>	Canada			États-Unis		
	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004
Prix	7,18 \$	41 %	5,10 \$	7,51 \$	40 %	5,36 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,10	11 %	0,09	0,75	32 %	0,57
Transport et vente	0,36	-3 %	0,37	0,49	88 %	0,26
Exploitation	0,68	36 %	0,50	0,55	53 %	0,36
Revenu net	6,04 \$	46 %	4,14 \$	5,72 \$	37 %	4,17 \$
Volume des ventes de gaz (Mpi ³ /j)	2 123	-1 %	2 138	1 099	15 %	958

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

<i>(en dollars par millier de pieds cubes)</i>	Canada			États-Unis		
	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004
Prix	6,33 \$	22 %	5,17 \$	6,73 \$	23 %	5,49 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,10	25 %	0,08	0,68	8 %	0,63
Transport et vente	0,37	-3 %	0,38	0,46	44 %	0,32
Exploitation	0,65	25 %	0,52	0,50	39 %	0,36
Revenu net	5,21 \$	24 %	4,19 \$	5,09 \$	22 %	4,18 \$
Volume des ventes de gaz (Mpi ³ /j)	2 118	1 %	2 105	1 075	31 %	823

Trimestres terminés les 30 septembre

Le prix du gaz naturel obtenu par EnCana, qui s'est établi à 7,29 \$ par kpi³ pour le troisième trimestre de 2005, a été de 41 % plus élevé que pour la période correspondante de 2004. Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005, les pertes de couverture réalisées du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel se sont établies à environ 117 M\$, soit 0,39 \$ le kpi³, contre des pertes de quelque 43 M\$, ou 0,15 \$ le kpi³, pour la période correspondante de 2004.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers en ce qui a trait au gaz naturel aux États-Unis pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005 par rapport à la période correspondante de 2004 ont augmenté de 32 %, ou 0,18 \$ le kpi³, en raison de l'augmentation des prix et des volumes du gaz naturel.

Les frais de transport et de vente unitaires de gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 88 %, ou 0,23 \$ le kpi³, pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005 par rapport à ceux de la période correspondante de 2004, en raison principalement de la commercialisation, en 2005, du volume de gaz de TBI et de Fort Worth en aval de la tête de puits.

Pour le troisième trimestre de 2005, les charges d'exploitation unitaires comptabilisées pour le gaz naturel canadien ont été de 36 %, ou 0,18 \$ le kpi³, supérieures à celles de la période correspondante de 2004 par suite de l'augmentation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et des activités de révision planifiées qui ont été réalisées aux installations de Hythe et de Sexsmith au troisième trimestre de 2005. Aux États-Unis, les charges d'exploitation unitaires en ce qui a trait au gaz naturel pour le troisième trimestre de 2005 ont dépassé celles de la période correspondante de l'exercice précédent de 53 %, ou 0,19 \$ le kpi³, en raison surtout des frais de reconditionnement plus élevés et de l'augmentation des effectifs liée à la croissance. En outre, les charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis ont été touchées par une hausse des charges de rémunération à long terme et par la montée des coûts qui a résulté de l'intensification des activités dans le secteur au cours du troisième trimestre de 2005.

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

Le prix du gaz naturel obtenu par EnCana, qui s'est établi à 6,46 \$ par kpi³ pour les neuf premiers mois de 2005, a été de 23 % plus élevé que pour la période correspondante de 2004. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, les pertes de couverture réalisées du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel se sont établies à quelque 108 M\$, ou 0,12 \$ le kpi³, contre des pertes d'environ 133 M\$, ou 0,16 \$ le kpi³, pour la période correspondante de 2004.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers en ce qui a trait au gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 8 %, ou 0,05 \$ le kpi³, pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 par rapport à la période correspondante de 2004, par suite de la montée des prix et des volumes du gaz naturel.

Les frais de transport et de vente unitaires de gaz naturel au Canada ont baissé de 3 %, ou 0,01 \$ le kpi³, pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 par rapport à ceux de la période correspondante de 2004, en raison de l'expiration de contrats de transport à long terme, en partie compensée par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les frais de transport et de vente unitaires aux États-Unis ont augmenté de 44 %, ou 0,14 \$ le kpi³, pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 comparativement à ceux de la période correspondante de 2004, en raison principalement de la commercialisation, en 2005, du volume de gaz de TBI et de Fort Worth en aval de la tête de puits.

Pour les neuf premiers mois de 2005, les charges d'exploitation unitaires comptabilisées pour le gaz naturel canadien ont été de 25 %, ou 0,13 \$ le kpi³, supérieures à celles de la période correspondante de 2004, surtout à cause de l'augmentation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et de la hausse des frais de réparation et d'entretien. L'augmentation de 39 %, ou 0,14 \$ le kpi³, des charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 comparativement à la période

correspondante de 2004 s'explique principalement par les charges d'exploitation plus élevées liées à l'acquisition de TBI. De plus, les charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis ont été touchées par la hausse des charges de rémunération à long terme et par la majoration des coûts due à l'intensification des activités dans le secteur au cours des neuf premiers mois de 2005.

Résultats unitaires – Pétrole brut en Amérique du Nord

(en dollars par baril)	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004
Prix	45,16 \$	43 %	31,49 \$	34,06 \$	23 %	27,70 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,48	41 %	0,34	0,56	60 %	0,35
Transport et vente	1,15	-19 %	1,42	1,23	-10 %	1,36
Exploitation	6,45	19 %	5,42	6,32	19 %	5,29
Revenu net	37,08 \$	53 %	24,31 \$	25,95 \$	25 %	20,70 \$
Volume des ventes de pétrole brut (b/j)	124 402	-13 %	142 506	129 151	-10 %	143 172

Trimestres terminés les 30 septembre

La hausse du prix moyen du pétrole brut au troisième trimestre de 2005, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture financières, s'explique par l'augmentation de 44 % du prix de référence WTI en 2005 par rapport au trimestre correspondant de 2004. Cette hausse a été en partie contrebalancée par l'élargissement de l'écart de prix du brut entre le prix WTI et le prix Bow River (en hausse d'environ 41 %). Les pertes de couverture réalisées du prix des marchandises au titre du pétrole brut en Amérique du Nord se sont chiffrées à environ 79 M\$, ou 5,70 \$ le baril de liquides, au troisième trimestre de 2005, en regard de pertes de quelque 137 M\$, ou 8,75 \$ le baril de liquides, pour la période correspondante de 2004.

Les charges unitaires au titre des taxes à la production et des impôts miniers en ce qui a trait au pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 41 %, ou 0,14 \$ le baril, pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005 comparativement au trimestre correspondant de 2004, à cause surtout de la montée des prix et de l'accroissement de la production provenant des gisements du sud de l'Alberta et de la Saskatchewan, qui sont respectivement assujettis à la *Freehold Mineral Tax* et à la taxe sur les ressources de la Saskatchewan.

En Amérique du Nord, les charges d'exploitation unitaires au titre du pétrole brut ont augmenté de 19 %, ou 1,03 \$ le baril au troisième trimestre de 2005, comparativement à celles de la période correspondante de 2004, principalement en raison de la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et de l'augmentation des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien ainsi que des charges de rémunération à long terme. En outre, la proportion accrue de volumes de pétrole brut obtenus dans le cadre de projets de drainage par gravité au moyen de vapeur (« DGMV »), qui entraînent des charges d'exploitation plus élevées que les autres propriétés d'EnCana, s'est traduite par une augmentation globale des charges d'exploitation unitaires en ce qui a trait au pétrole brut.

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

La hausse du prix moyen du pétrole brut au cours des neuf premiers mois de 2005, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture financières, s'explique par l'augmentation de 42 % du prix de référence WTI en 2005 par rapport à la période correspondante de 2004. Cette hausse a été en partie contrebalancée par l'élargissement de l'écart de prix du brut entre le prix WTI et le prix Bow River (en hausse d'environ 73 %). Les pertes de couverture réalisées du prix des marchandises au titre du pétrole brut en Amérique du Nord se sont chiffrées à environ 222 M\$, ou 5,25 \$ le baril de liquides en 2005, en regard de pertes de quelque 310 M\$, ou 6,71 \$ le baril de liquides, pour la période correspondante de 2004.

Les charges unitaires au titre des taxes à la production et des impôts miniers en ce qui a trait au pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 60 %, ou 0,21 \$ le baril, pour les neuf premiers mois de 2005 comparativement à la période correspondante de 2004, à cause surtout de la montée des prix et de l'accroissement de la production provenant des gisements du sud de l'Alberta et de la Saskatchewan, qui sont respectivement assujettis à la *Freehold Mineral Tax* et à la taxe sur les ressources de la Saskatchewan.

En Amérique du Nord, les charges d'exploitation unitaires au titre du pétrole brut ont augmenté de 19 %, ou 1,03 \$ le baril pour les neuf premiers mois de 2005, comparativement à la période correspondante de 2004, principalement en raison de la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et de l'augmentation des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien ainsi que des charges de rémunération à long terme. En outre, la proportion accrue de volumes de pétrole brut obtenus dans le cadre de projets DGMV, qui entraînent des charges d'exploitation plus élevées que les autres propriétés d'EnCana, s'est traduite par une augmentation globale des charges d'exploitation liées au pétrole brut. Cette augmentation a toutefois été partiellement contrebalancée par la vente, en février 2004, de Petrovera, dont les charges d'exploitation étaient plus élevées que celles des autres propriétés d'EnCana.

Résultats unitaires – LGN

Trimestres terminés les 30 septembre

(en dollars par baril)	Canada			États-Unis		
	2005	Comparaison 2005 et 2004	2004	2005	Comparaison 2005 et 2004	2004
Prix	47,39 \$	42 %	33,46 \$	53,92 \$	49 %	36,09 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	5,46	35	4,05
Transport et vente	0,48	7 %	0,45	0,01	- %	-
Revenu net	46,91 \$	42 %	33,01 \$	48,45 \$	51 %	32,04 \$
Volume des ventes de LGN (b/j)	11 924	-7 %	12 804	14 131	-2 %	14 363

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

<i>(en dollars par baril)</i>	Canada			États-Unis		
	2005	Comparaison 2005 et 2004	2004	2005	Comparaison 2005 et 2004	2004
Prix	42,39 \$	43 %	29,65 \$	46,57 \$	36 %	34,15 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	4,68	24 %	3,77
Transport et vente	0,41	5 %	0,39	0,01	-	-
Revenu net	41,98 \$	43 %	29,26 \$	41,88 \$	38 %	30,38 \$
Volume des ventes de LGN (b/j)	11 779	-12 %	13 452	13 962	15 %	12 126

Les variations du prix obtenu pour les LGN correspondent de manière générale aux variations du prix WTI. Le niveau élevé du prix WTI du pétrole au troisième trimestre et pour l'exercice 2005 à ce jour a eu une incidence positive sur le prix des LGN.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers liées aux LGN aux États-Unis pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2005 par rapport aux périodes correspondantes de 2004 ont augmenté respectivement de 35 %, ou 1,41 \$ le baril, et de 24 %, ou 0,91 \$ le baril. L'augmentation des taxes à la production et des impôts miniers aux États-Unis est attribuable à l'accroissement du prix des LGN.

ACTIVITÉS MÉDIANES ET OPTIMISATION DES MARCHÉS

Résultats financiers

Trimestres terminés les 30 septembre

<i>(en millions de dollars)</i>	2005			2004		
	Activités médianes	Optimisation des marchés	Total	Activités médianes	Optimisation des marchés	Total
Produits	195 \$	1 153 \$	1 348 \$	158 \$	731 \$	889 \$
Charges						
Transport et vente	-	6	6	-	4	4
Exploitation	67	18	85	65	12	77
Produits achetés	115	1 129	1 244	88	712	800
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	13 \$	- \$	13 \$	5 \$	3 \$	8 \$
Amortissement et épuisement			9			8
Bénéfice sectoriel			4 \$			- \$

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre

<i>(en millions de dollars)</i>	2005			2004		
	Activités médianes	Optimisation des marchés	Total	Activités médianes	Optimisation des marchés	Total
Produits	930 \$	2 984 \$	3 914 \$	881 \$	2 325 \$	3 206 \$
Charges						
Transport et vente	-	16	16	-	20	20
Exploitation	204	40	244	192	32	224
Produits achetés	630	2 910	3 540	655	2 254	2 909
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	96 \$	18 \$	114 \$	34 \$	19 \$	53 \$
Amortissement et épuisement			27			60
Bénéfice sectoriel (perte)			87 \$			(7) \$

Les produits du secteur des activités médianes et de l'optimisation des marchés ont progressé de 52 % au troisième trimestre de 2005 comparativement au trimestre correspondant de 2004, surtout en raison de la hausse du prix des marchandises. Pour la même période, les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont accrus, passant de 8 M\$, en 2004, à 13 M\$, en 2005, grâce à l'intensification des activités de stockage du gaz par des tiers et à la vigueur des marges au titre des LGN.

Pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, les produits ont augmenté de 22 % comparativement à ceux de la période correspondante de 2004, ce qui s'explique par la hausse du prix des marchandises. Pour l'exercice 2005 à ce jour, les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont élevés à 114 M\$, en hausse de 61 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2004, ce qui s'explique en grande partie par l'amélioration des marges découlant de l'optimisation du stockage du gaz et par celle des marges au titre des LGN.

Pour l'exercice 2005 à ce jour, la charge d'amortissement et d'épuisement a régressé de quelque 33 M\$ comparativement à celle de la période correspondante de 2004, alors qu'elle avait progressé d'environ 35 M\$ en 2004 en raison de la perte de valeur des participations d'EnCana dans l'oléoduc Trasandino en Argentine et au Chili.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004
Produits	(939) \$	-118 %	(430) \$	(1 596) \$	-86 %	(857) \$
Charges						
Exploitation	(1)	-200 %	1	(3)	25 %	(4)
Amortissement et épuisement	19	36 %	14	54	23 %	44
Perte sectorielle	(957) \$	-115 %	(445) \$	(1 647) \$	-84 %	(897) \$
Administration	78	81 %	43	205	51 %	136
Intérêts, montant net	218	106 %	106	419	48 %	284
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	9	29 %	7	27	69 %	16
Gain de change	(213)	27 %	(290)	(63)	70 %	(213)
Rémunération à base d'actions	4	-20 %	5	12	-14 %	14
Gain à la cession	-	- %	-	-	100 %	(35)

Les produits tirés des activités non sectorielles comprennent, pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, des pertes non réalisées d'environ 1 596 M\$, établies à la valeur du marché, au titre de contrats de couverture du prix des marchandises, en regard de 859 M\$ pour la période correspondante de 2004. D'autres gains établis à la valeur du marché (3 M\$) sur des instruments financiers dérivés ayant trait à la consommation d'électricité sont comptabilisés au poste « Charges d'exploitation ».

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Activités poursuivies				
Gaz naturel	(990) \$	(300) \$	(1 564) \$	(550) \$
Pétrole brut	51	(129)	(32)	(309)
	(939)	(429)	(1 596)	(859)
Charges	(1)	(2)	(3)	(7)
	(938)	(427)	(1 593)	(852)
Impôts sur les bénéfices	(307)	(151)	(535)	(291)
	(631) \$	(276) \$	(1 058) \$	(561) \$

L'instabilité des prix a eu une influence considérable sur la comptabilisation de nos activités de gestion des risques liés aux prix. Le 30 septembre 2005, la courbe des prix à terme pour le quatrième trimestre de 2005 avait augmenté, depuis le 30 juin 2005, de 12 % pour s'établir à 66,40 \$ le baril pour le WTI, et de 83 % pour atteindre 14,09 \$ par kpi³ pour le prix du gaz 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 se sont accrus de 35 M\$ au troisième trimestre, et de 69 M\$ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2004. L'augmentation traduit l'incidence de l'accroissement des charges de rémunération à long terme qui sont liées au cours des actions ordinaires d'EnCana ainsi que la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Pour l'exercice jusqu'ici écoulé, les frais d'administration se sont élevés à environ 0,18 \$ par kpi³e, contre 0,13 \$ par kpi³e pour la période correspondante de 2004.

Les intérêts débiteurs du troisième trimestre de 2005 et de l'exercice à ce jour ont augmenté en raison des frais de 121 M\$ (79 M\$ après impôts) liés au retrait de certains billets à moyen terme et de l'encours moyen de la dette, plus important que ce qu'il était pour la même période de 2004. La dette à long terme d'EnCana a augmenté de 483 M\$ pour atteindre 8 225 M\$ au 30 septembre 2005, en regard de 7 742 M\$ au 31 décembre 2004. Pour l'exercice 2005 à ce jour, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette d'EnCana a été de 5,3 %, en hausse par rapport au taux moyen d'environ 4,9 % enregistré pour la période correspondante de 2004, en raison d'une réduction de la partie à taux variable de la dette.

Pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, le gain de change de 63 M\$ comprend un montant de 140 M\$ (113 M\$ après impôts) qui résulte de la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien sur la dette libellée en dollars américains contractée au Canada. En vertu des PCGR du Canada, la société 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 découlent sont inscrits dans l'état consolidé des résultats.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le taux d'imposition réel pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé a été de 27,5 %, contre 12,1 % pour la période correspondante de 2004. Cette hausse du taux d'imposition réel en 2005 s'explique principalement par deux facteurs : la diminution de 109 M\$, en 2004, des impôts futurs résultant de la réduction du taux d'imposition de l'Alberta, qui est passé de 12,5 % à 11,5 %, et le maintien par l'Alberta jusqu'en 2007 de la déduction relative aux ressources et du régime des redevances à la Couronne non déductibles. La charge d'impôts sur les bénéfices de 2005 a été réduite de l'avantage fiscal net de 68 M\$ tiré de cessions (162 M\$ en 2004) ainsi que d'un montant de 535 M\$ lié aux impôts sur les pertes non réalisées établies à la valeur du marché (291 M\$ en 2004).

Le bénéfice net de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 comprend une charge d'impôts exigibles de 1 068 M\$, dont une tranche de 591 M\$ a trait à la vente d'actifs et figure dans les activités d'investissement de l'état des flux de trésorerie. Les 477 M\$ restants sont inclus dans les flux de trésorerie.

De plus amples informations sur le taux d'imposition réel d'EnCana sont fournies à la note 6 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Les impôts sur les bénéfices font l'objet d'un calcul annuel, et le taux d'imposition réel qui s'applique à EnCana pour un exercice donné est fonction de la relation entre le bénéfice net avant impôts de l'exercice et le montant global des éléments représentant des « écarts permanents » qui sont exclus du calcul du bénéfice assujéti à l'impôt. Plusieurs catégories d'éléments répondent à ce critère, notamment :

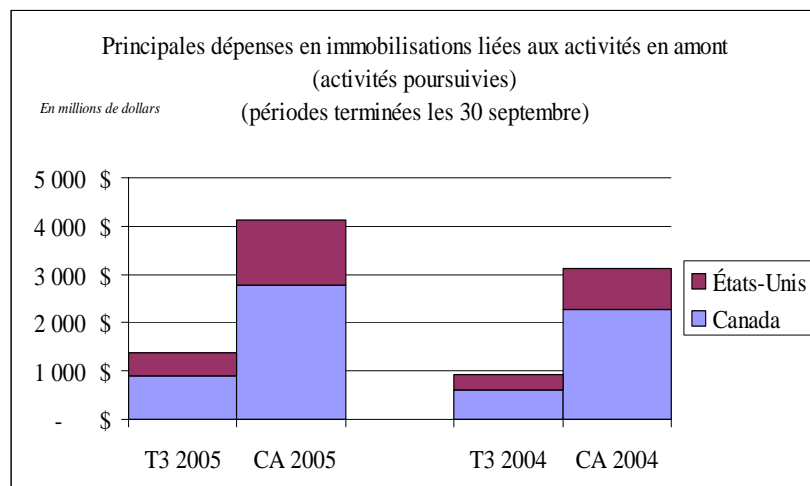
- l'incidence des cessions d'immobilisations lorsque la valeur fiscale de l'actif vendu diffère de la valeur comptable;
- les ajustements pour tenir compte des modifications apportées aux lois qui ont une incidence prospective sur les obligations fiscales futures;
- la moitié non imposable des gains (pertes) en capital sous le régime fiscal canadien;
- les éléments comme la déduction relative aux ressources et les paiements à la Couronne non déductibles, dont le traitement fiscal diffère du traitement comptable.

Les activités de la société sont complexes, et les interprétations, les règlements et les lois en matière fiscale dans les diverses administrations où la société et ses filiales exercent leurs activités changent continuellement. En conséquence, certaines questions d'ordre fiscal font généralement l'objet d'un examen. La société estime que la charge d'impôt est suffisante.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Sommaire des investissements de capitaux

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004
Activités en amont	1 390	\$ 48 %	938	4 168	\$ 31 %	3 182
Activités médianes et optimisation des marchés	32	113 %	15	172	330 %	40
Activités non sectorielles	34	240 %	10	49	75 %	28
Dépenses en immobilisations essentielle	1 456	\$ 51 %	963	4 389	\$ 35 %	3 250
Acquisitions	200		39	238		2 646
Cessions	(34)		(940)	(2 493)		(1 612)
Activités abandonnées	33		145	133		584
Investissements de capitaux, montant net	1 655	\$	207	2 267	\$	4 868



DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS LIÉES AUX ACTIVITÉS EN AMONT

L'augmentation des dépenses en immobilisations liées aux activités en amont au troisième trimestre de 2005 et pour l'exercice à ce jour s'explique par une intensification des activités de forage et de mise en valeur et par la hausse du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien sur les dépenses libellées en dollars canadiens. La fluctuation du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien a entraîné une hausse d'environ 189 M\$ des dépenses en immobilisations essentielles libellées en dollars canadiens. Les dépenses en immobilisations au titre du gaz naturel ont été axées surtout sur la mise en valeur continue des principales zones de ressources de la société dans les régions du bassin de Piceance, de Jonah, de East Texas et de Fort Worth, aux États-Unis, et de Greater Sierra et de Cutbank Ridge, ainsi que des gisements de méthane de houille et de gaz à faible profondeur au Canada. Les dépenses en immobilisations au titre du pétrole brut ont été concentrées en 2005 dans les régions de Foster Creek et de Pelican Lake, en Alberta. La société a foré 3 520 puits nets au cours des neuf premiers mois de 2005, en regard de 3 971 puits nets pour la période correspondante de 2004. Une pluviosité record dans l'Ouest canadien et le niveau élevé d'activités dans le secteur nord-américain des services pétroliers et gaziers ont restreint l'accès aux terrains et à l'équipement, ce qui a compromis le programme de forage, retardé les raccordements de puits et accru les coûts en capital.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS DU SECTEUR DES ACTIVITÉS MÉDIANES ET DE L'OPTIMISATION DES MARCHÉS

Les dépenses en immobilisations du troisième trimestre de 2005 et de l'exercice à ce jour concernent principalement les activités de préconstruction en cours au pipeline Entrega, au Colorado.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS DES ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

Les dépenses en immobilisations des activités non sectorielles ont trait principalement aux systèmes informatiques et aux améliorations locatives. L'accroissement des dépenses au troisième trimestre de 2005 comprend l'achat du terrain pour construire le complexe de bureaux de Calgary.

ACQUISITIONS ET CESSIONS

Les acquisitions portent sur des propriétés secondaires acquises en 2004 et en 2005 ainsi que sur TBI, acquise en 2004.

Les cessions survenues en 2005 comprennent la vente des actifs du golfe du Mexique et celle d'actifs secondaires liés au gaz et au pétrole classique au Canada. Pour les neuf premiers mois de 2004, les cessions comprenaient la vente de Petrovera et celle d'actifs secondaires liés au gaz et au pétrole classique au Canada.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Les activités abandonnées mentionnées dans les états financiers consolidés intermédiaires comprennent celles de l'Équateur, en 2004 et en 2005, et celles du Royaume-Uni, en 2004.

Le bénéfice net d'EnCana provenant des activités abandonnées est nul pour le troisième trimestre de 2005, contre une perte nette de 39 M\$ pour la période correspondante de 2004, et comprend des pertes de couverture réalisées du prix des marchandises de 35 M\$ après impôts (58 M\$ après impôts en 2004) ainsi que des gains sur couvertures financières non réalisées de 27 M\$ après impôts (pertes de 45 M\$ après impôts en 2004).

Le bénéfice net d'EnCana provenant des activités abandonnées s'est établi à 133 M\$ pour l'exercice 2005 à ce jour, alors qu'une perte nette de 90 M\$ avait été inscrite pour la période correspondante de 2004. Il comprend des pertes de couverture réalisées du prix des marchandises de 72 M\$ après impôts (140 M\$ après impôts en 2004) et des gains de couvertures financières non réalisées de 35 M\$ après impôts (pertes de 116 M\$ après impôts en 2004). Un résumé des informations est présenté ci-dessous. De plus amples renseignements sur les activités abandonnées d'EnCana figurent à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

ÉQUATEUR

	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004
Volume des ventes						
Pétrole brut (b/j) (en millions de dollars)	68 710	-8 %	74 846	71 443	-8 %	78 032
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées	- \$	100 %	(29) \$	131 \$	279 %	(73) \$
Investissements de capitaux	33	-38 %	53	133	-18 %	163

Conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la charge d'amortissement et d'épuisement n'a pas été inscrite dans l'état consolidé des résultats liés aux activités abandonnées.

Le 13 septembre 2005, EnCana a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de toutes ses participations dans ses propriétés équatoriennes contre un montant de 1,42 G\$ qui équivaut à peu près à la valeur comptable nette des actifs au 1^{er} juillet 2005, date d'effet de l'opération à laquelle il est fait référence. Le bénéfice net du troisième trimestre s'est établi à 123 M\$. Cependant, le 30 septembre, une provision de 123 M\$ a été inscrite en réduction de la valeur comptable nette pour tenir compte de la meilleure estimation faite par la direction de la différence entre le prix de vente et la valeur comptable sous-jacente, au 30 septembre 2005, des placements connexes à la date des ventes, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

Le volume de production du troisième trimestre de 2005 s'est établi en moyenne à 71 896 b/j, en baisse de 6 % par rapport au volume de la période correspondante de 2004. Le volume des ventes du troisième trimestre de 2005 a diminué de 8 % pour s'établir en moyenne à 68 710 b/j, en raison du recul de la production à Tarapoa et dans le bloc 15 ainsi que des troubles civils et des mouvements de protestation qui ont eu lieu au mois d'août et qui ont entraîné un arrêt de production de plusieurs jours.

Au troisième trimestre de 2005, les taxes à la production et les impôts miniers ont été de 31 M\$ supérieurs à ceux de la période correspondante de 2004, à cause du prix plus élevé obtenu sur le volume des ventes du bloc Tarapoa, facteur partiellement annulé par la baisse du volume des ventes de Tarapoa. La société est tenue de verser au gouvernement équatorien un pourcentage des produits tirés de ce bloc calculé en fonction de l'excédent du prix obtenu sur le prix de base fixé.

Le volume de production des neuf premiers mois de 2005 s'est établi en moyenne à 73 737 b/j, en baisse de 4 % par rapport au volume de la période correspondante de 2004. Le volume des ventes des neuf premiers mois de 2005 a chuté de 8 %, pour s'établir en moyenne à 71 443 b/j, en raison d'enlèvements déficitaires de 2 294 b/j au cours des neuf premiers mois de 2005, contre des enlèvements excédentaires de 946 b/j pour la période correspondante de 2004, combinés à une baisse de production à Tarapoa et au bloc 15. En outre, les troubles civils et les mouvements de protestation qui ont eu lieu en Équateur en août 2005 ont entraîné une diminution des ventes de 880 b/j en glissement annuel.

Pour les neuf premiers mois de 2005, les taxes à la production et les impôts miniers ont été de 59 M\$ supérieurs à ceux de la période correspondante de 2004, en raison du prix plus élevé obtenu sur le volume des ventes du bloc Tarapoa, facteur partiellement contrebalancé par la baisse du volume des ventes de Tarapoa.

Les informations concernant les éventualités relatives à certains éléments en litige avec le gouvernement équatorien au sujet de la taxe sur la valeur ajoutée, de la propriété du bloc 15 et de la déductibilité des intérêts sont présentées à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires d'EnCana.

ROYAUME-UNI

	Trimestres terminés les		Périodes de neuf mois terminées	
	30 septembre		les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Volume des ventes				
Gaz produit (Mpi^3/j)	-	32	-	32
Pétrole brut (b/j)	-	12 819	-	15 855
LGN (b/j)	-	2 070	-	2 035
Total (<i>barils d'équivalent pétrole par jour</i>)	-	20 222	-	23 223
(en millions de dollars)				
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées	- \$	(10) \$	2 \$	(17) \$
Investissements de capitaux	-	82	-	290

En décembre 2004, une filiale de la société a mené à terme la vente des actifs, de la production et des projets de la partie centrale de la mer du Nord britannique, pour une contrepartie nette en espèces d'environ 2,1 G\$; le gain à la vente a été de quelque 1,4 G\$.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre			Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		
	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004	2005	Compa- raison 2005 et 2004	2004
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes, montant net						
Activités d'exploitation	1 210 \$	13 %	1 068 \$	4 008 \$	21 %	3 303 \$
Activités d'investissement	(2 011)	-648 %	(269)	(2 781)	44 %	(4 954)
Activités de financement	626	170 %	(888)	(1 681)	-205 %	1 598
Déduire le gain de change sur la trésorerie et les équivalents détenus en devises	4	-	-	2	-	-
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents	(179)	-101 %	(89)	(456)	-760 %	(53)

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana se sont établis à 1 823 M\$ au troisième trimestre de 2005, en hausse de 564 M\$ par rapport aux 1 259 M\$ inscrits à la période correspondante de 2004. Pour l'exercice 2005 à ce jour, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont chiffrés à 4 643 M\$, en hausse de 1 467 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2004. Cette augmentation des flux de trésorerie en 2005 s'explique principalement par l'accroissement des produits consécutif à la hausse du prix des marchandises et à la progression du volume des ventes, facteurs en partie contrebalancés par une augmentation des charges. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies comprennent la majorité des flux de trésorerie d'EnCana provenant des activités d'exploitation.

Au troisième trimestre, les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 2 011 M\$, en hausse de 1 742 M\$ comparativement à ceux de la période correspondante de 2004. Cette hausse s'explique principalement par une augmentation de 633 M\$ des dépenses en immobilisations en 2005 et par un fléchissement de 906 M\$ du produit des cessions d'actifs. Pour l'exercice 2005 à ce jour, les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 2 781 M\$, en regard de 4 954 M\$ en 2004.

La dette à long terme et la partie à court terme de la dette à long terme ont augmenté de 514 M\$ pour s'établir à 8 444 M\$, en regard des 7 930 M\$ inscrits à la fin de l'exercice. La dette nette d'EnCana, ajustée pour tenir compte du fonds de roulement, s'élevait à 9 248 M\$ au 30 septembre 2005, en regard de 7 184 M\$ au 31 décembre 2004. Au 30 septembre 2005, le fonds de roulement déficitaire s'établissait à 1 023 M\$ et comprenait des pertes non réalisées comptabilisées à la valeur du marché de 1 566 M\$ au titre de la couverture du prix des marchandises ainsi que des impôts à payer de 169 M\$. Ces chiffres se comparent à un fonds de roulement de 558 M\$ inscrit au 31 décembre 2004.

Au cours du troisième trimestre, la société a mené à terme le rachat de neuf émissions de billets à moyen terme canadiens : les billets à 5,95 % d'EnCana échéant le 1^{er} octobre 2007, les billets à 5,95 % échéant le 2 juin 2008, les billets à 5,80 % échéant le 19 juin 2008, les billets à 6,10 % échéant le 1^{er} juin 2009, les billets à 7,15 % échéant le 17 décembre 2009, les billets à 8,50 % échéant le 15 mars 2011, les billets à 7,10 % échéant le 11 octobre 2011, les billets à 7,30 % échéant le 2 septembre 2014, et les billets à 5,50/6,20 % échéant le 23 juin 2028. Le capital total de ces billets se chiffre à 1,15 G\$ CA. Les billets ont été rachetés à un coût total de 1,3 G\$ CA, compte tenu des intérêts.

Le 31 août 2005, EnCana a déposé un prospectus préalable en vertu duquel elle peut émettre, à l'occasion, au Canada, des titres d'emprunt jusqu'à concurrence de 1 G\$ CA. Ce prospectus préalable a remplacé le prospectus préalable précédent d'EnCana visant des titres d'emprunt de 1 G\$ CA, qui était venu à échéance le 20 septembre 2005. Le 21 septembre 2005, EnCana a conclu un appel public à l'épargne au Canada visant l'émission de 500 M\$ CA de billets à moyen terme à 3,60 % venant à échéance en 2008 en vertu du nouveau prospectus préalable. Le produit de ce placement a servi principalement à rembourser des papiers bancaires et commerciaux.

Ratios financiers

	30 septembre 2005	31 décembre 2004
Dette nette aux capitaux permanents	40 %	33 %
Dette nette au BAIIA ¹⁾	1,6 x	1,4 x

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

Le ratio de la dette nette aux capitaux permanents et celui de la dette nette au BAIIA sont utilisés par la direction pour gérer sa dette globale et comme mesure de sa santé financière. Les pertes de couverture non réalisées du prix des marchandises inscrites pour les neuf premiers mois de 2005 et l'utilisation d'un excédent de trésorerie pour acheter des actions aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités ont entraîné une augmentation du ratio de la dette nette aux capitaux permanents.

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

Au 30 septembre 2005, la société disposait de facilités de crédit bancaire engagées inutilisées de 1,5 G\$.

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

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.

Lors de l'assemblée annuelle extraordinaire du 27 avril 2005, les actionnaires d'EnCana ont approuvé le fractionnement des actions ordinaires en circulation de la société à raison de deux actions pour une (le « fractionnement des actions »). Chaque actionnaire a reçu une action ordinaire supplémentaire pour chaque action ordinaire détenue à la date de clôture des registres, le 12 mai 2005.

<i>(en millions)</i>	30 septembre 2005¹⁾	31 décembre 2004 ¹⁾
En circulation au début de l'exercice	900,6	921,2
Émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	13,9	19,4
Actions rachetées (offre de rachat dans le cours normal des affaires)	(55,2)	(40,0)
Actions rachetées (unités d'actions attribuées en fonction du rendement)	(5,5)	-
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	853,8	900,6
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, résultat dilué	894,2	936,0

¹⁾ Le nombre d'actions ordinaires en circulation avant le fractionnement en deux des actions a été retraité aux fins de comparaison.

Aucune action privilégiée n'était en circulation pendant ces exercices. Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au 30 septembre 2005, 21,9 millions d'options non assorties d'un droit à la plus-value d'actions alternatif étaient en cours, dont 17,6 millions pouvaient être exercées.

EnCana accorde à l'ensemble de ses salariés des incitatifs à long terme qui prévoient un niveau réduit d'attributions d'options sur actions devant être complété par des attributions d'unités d'actions attribuées en fonction du rendement. Ces unités n'entraîneront pas l'émission de nouvelles actions ordinaires par la société. Les options sur actions attribuées en 2004 et en 2005 comportent également 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 DPVAA donnera lieu soit au versement d'espèces par la société, soit à l'émission d'actions ordinaires, selon le choix fait par l'employé au moment de l'exercice.

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 dans le cours normal des affaires consécutives qui ont débuté en octobre 2002 et peuvent se poursuivre jusqu'au 30 octobre 2006. La société est autorisée à racheter pour annulation jusqu'à concurrence d'environ 85,6 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre renouvelée, qui débutera le 31 octobre 2005 et se terminera au plus tard le 30 octobre 2006. Aux termes de l'offre précédente, qui a débuté le 29 octobre 2004 et se terminera le 28 octobre 2005, EnCana a racheté environ 84,2 millions d'actions ordinaires. Les actionnaires peuvent obtenir sans frais un exemplaire des documents d'offre à www.sedar.com ou en communiquant avec investor.relations@encana.com.

Offres de rachat dans le cours normal des activités

<i>(en millions)</i>	Rachats d'actions ¹⁾	
	Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005	Exercice terminé le 31 décembre 2004
Offre expirée en octobre 2004	-	11,0
Offre expirant en octobre 2005	55,2	29,0
	55,2	40,0

¹⁾ Les opérations qui ont eu lieu avant le fractionnement en deux des actions ont été retraitées aux fins de comparaison.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ÉVENTUALITÉS

La société a signé 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 visant la dette à long terme de la société, soit 8 379 M\$ au 30 septembre 2005, comprennent un encours de 2 942 M\$ aux termes d'acceptations bancaires, de papiers commerciaux et d'emprunts au TIOL soutenus par des facilités de crédit renouvelables et des emprunts à terme. La société prévoit avoir la capacité de proroger la durée de cette dette sur une base continue et elle envisage de le faire. Des précisions sur la dette à long terme de la société figurent à la note 7 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 30 septembre 2005, EnCana demeurait partie à des contrats physiques à prix fixe à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 48 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total qui doit être livré aux termes de ces contrats s'élève à 154 Gpi³, à un prix moyen pondéré de 3,87 \$ par kpi³. Au 30 septembre 2005, ces opérations représentaient une perte non réalisée de 449 M\$.

Les informations concernant les éventualités relatives à certains éléments en litige avec le gouvernement équatorien au sujet de la taxe sur la valeur ajoutée, de la propriété du bloc 15 et de la déductibilité des intérêts sont présentées à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires d'EnCana.

Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »)

EnCana ne détient pas de participation dans une EDDV.

Arrangements hors bilan

La société n'a conclu aucun arrangement hors bilan qui a ou qui pourrait raisonnablement avoir une incidence sur ses résultats d'exploitation ou sa situation financière.

Contrats de location

Dans le cours normal de ses activités, la société loue des locaux à bureaux pour son personnel de soutien des activités sur le terrain et pour son siège social.

Procédures judiciaires liées aux activités de courtage d'énergie abandonnées

Comme il a été indiqué dans le rapport de gestion de la société se rapportant à l'exercice terminé le 31 décembre 2004, en juillet 2003, WD Energy Services Inc. (« WD »), filiale en propriété exclusive indirecte de la société exerçant des activités dans le secteur de la commercialisation aux États-Unis, a conclu un règlement avec la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis relativement à une enquête de cet organisme qui a été présentée antérieurement. Dans le cadre de ce règlement, WD a accepté de payer une pénalité civile monétaire de 20 M\$, sans admettre ni réfuter les constatations de l'ordonnance de la CFTC.

La société et WD sont défenderesses dans une action intentée par E. & J. Gallo Winery devant la cour de district des États-Unis, en Californie. La société et WD, conjointement avec d'autres sociétés du secteur de l'énergie, ont été nommées défenderesses dans le cadre de plusieurs poursuites intentées devant la cour de district et d'État de la Californie (dont plusieurs sont des recours collectifs). WD est défenderesse dans un recours collectif regroupé qui a été déposé devant la *United States District Court*, à New York. Dans sa demande, Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$. Le montant des dommages-intérêts évalués pourrait tripler en vertu des lois de la Californie.

Les recours intentés devant les tribunaux de la Californie ont trait à la vente de gaz naturel en Californie de 1999 à 2002. Ils contiennent des allégations selon lesquelles les défenderesses auraient participé, avec d'autres concurrents non nommés, à un complot sur le marché du gaz naturel et des instruments dérivés de la Californie en

violation des lois antitrust et des lois sur la concurrence déloyale des États-Unis et de la Californie pour faire monter artificiellement le prix du gaz naturel par divers moyens, dont le partage illégal d'informations sur les prix par le biais du courtage en ligne, des indices de prix et d'opérations fictives. Le recours regroupé déposé devant les tribunaux de New York prétend que la manipulation alléguée par les défenderesses des indices du prix du gaz naturel aurait entraîné une hausse des prix des contrats à terme et des contrats d'options sur gaz naturel négociés sur le 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 plusieurs autres sociétés non liées à la EnCana sont encore défenderesses. Comme à l'habitude, les recours collectifs ne précisent pas le montant des dommages-intérêts réclamés.

La société et WD comptent opposer une défense vigoureuse à ces réclamations; toutefois, la société ne peut prévoir le dénouement de ces poursuites ni de toute poursuite future intentée contre elle, ni prévoir si elles entraîneront le versement de dommages-intérêts qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière ou si d'autres poursuites judiciaires découleront de ces allégations.

CONVENTIONS ET ESTIMATIONS COMPTABLES

Les principes et les pratiques comptables d'EnCana n'ont pas été modifiés en 2005 et aucune modification importante n'a été apportée à ses estimations comptables critiques.

GESTION DES RISQUES

Les résultats d'EnCana sont soumis aux risques suivants :

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

RISQUES FINANCIERS

La société atténue en partie son exposition aux risques financiers au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques. Le recours à des instruments dérivés est régi par des politiques officielles approuvées par la direction générale et est assujéti aux limites établies par le conseil d'administration. Pour gérer le risque de prix des marchandises, la société a conclu diverses ententes sur instruments financiers. La société a comme politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Les détails de ces instruments, y compris les gains ou les pertes non réalisées au 30 septembre 2005, sont présentés à la note 12 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

La société a mis en place des politiques et des procédures relativement à la documentation et aux approbations requises pour l'utilisation d'instruments financiers dérivés et elle en lie spécifiquement l'utilisation, dans le cas de marchandises, à l'atténuation du risque de prix lié aux flux de trésorerie devant être générés par les programmes d'immobilisations budgétés et, dans d'autres cas, à l'atténuation des risques de prix liés à des actifs et des obligations précis.

Dans le cas d'opérations mettant en cause une production ou des actifs lui appartenant, la société a généralement recours aux instruments financiers que constituent les swaps, les tunnels ou les options, lesquels sont conclus avec d'importantes institutions financières, sociétés intégrées du secteur de l'énergie ou bourses de marchandises.

Prix des marchandises

Pour atténuer en partie le risque de prix des marchandises lié au gaz naturel, la société a conclu des swaps qui fixent les prix AECO et NYMEX ainsi que des tunnels et des options de vente qui fixent l'écart de prix AECO/NYMEX. Pour se protéger contre l'élargissement des écarts de prix du gaz naturel dans divers secteurs de production, la société a conclu des swaps en vue de 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 61 M\$.

La société 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 8 M\$.

Dans le cadre de son programme d'optimisation de l'entreposage du gaz naturel, EnCana a conclu des contrats sur instruments financiers et des contrats physiques à divers endroits et pour diverses durées sur les sept prochains mois en vue de gérer en partie la volatilité des prix des opérations et des stocks physiques correspondants. Les instruments financiers utilisés comprennent des contrats à terme, des swaps fixes-variables et des swaps de base.

Dans le cas du risque de prix du pétrole brut, la société a en partie atténué son exposition au risque de prix WTI/NYMEX pour une partie de sa production de pétrole au moyen de swaps de prix fixes, de contrats d'option d'achat achetés pour permettre une participation à des prix WTI plus élevés, d'écarts sur options de vente à trois branches et d'options de vente.

La société a signé, dans le cadre de sa stratégie de gestion des coûts, un contrat d'achat d'énergie qui expire en 2005.

Devises

Comme moyen d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, la société peut conclure des contrats de change. Elle conclut également des contrats de change en rapport avec 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.

La société maintient aussi une combinaison de dettes en dollars américains et en dollars canadiens en vue de gérer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre les deux monnaies. En plus d'émettre directement des titres de créance libellés en dollars américains, la société a conclu des swaps différentiels à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la combinaison de dettes en dollars américains et en dollars canadiens.

Taux d'intérêt

La société atténue en partie son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en maintenant une combinaison de dettes à taux fixe et à taux flottant. La société a conclu à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen de gérer la combinaison de dettes à taux fixes et à taux flottants.

Risque de crédit

La société est exposée à des pertes liées au crédit en cas de défaut de l'autre partie à un contrat. Cette exposition est atténuée par l'application de politiques de crédit approuvées par le conseil régissant le portefeuille de crédit de la société et par des pratiques de crédit limitant les opérations à celles conclues avec des parties ayant une excellente cote de solvabilité et aux opérations qui sont pleinement garanties. Une partie importante des comptes clients de la société concernent des clients du secteur du pétrole et du gaz naturel.

RISQUES LIÉS À L'EXPLOITATION

EnCana atténue son risque lié à l'exploitation par diverses politiques et divers processus. Dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la société sont évalués en tenant compte de tous les risques, dont le risque géologique et le risque technique. Les équipes responsables des actifs adoptent en outre un processus d'évaluation *a posteriori* dans le cadre duquel chaque équipe fait un examen approfondi de son programme d'immobilisations antérieur pour déterminer les principaux enseignements qui se dégagent, lesquels comprennent souvent des aspects opérationnels qui ont eu une incidence positive ou négative sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont mis au point à l'égard des éléments d'exploitation qui ont une incidence négative sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés au plan de projet pour l'exercice considéré. Les résultats de l'évaluation *a posteriori* sont analysés sur une base annuelle dans le cadre du programme d'immobilisations de la société et les résultats et les éléments de connaissance mis au jour sont communiqués à l'échelle de toute l'entreprise.

Les projets comprennent un facteur de risque d'entreprise qui vise à tenir compte des risques imprévus. Le facteur de risque d'entreprise qui est utilisé dans un projet particulier dépend des résultats passés de l'évaluation *a posteriori* faite du projet ainsi que de la nature de la dépense. Un contrôle de qualité permet à la société de s'assurer que le risque lié aux projets d'investissement est bien évalué et que les connaissances acquises sont partagées par toute l'entreprise. Des contrôles de la qualité sont effectués principalement pour les projets d'exploration et les zones de ressources en phase de démarrage, mais on peut y avoir recours pour n'importe quel type de projet.

La société atténue aussi en partie les risques liés à son exploitation au moyen d'un programme d'assurance exhaustif.

RISQUES LIÉS À L'ENVIRONNEMENT, À LA SANTÉ ET À LA SÉCURITÉ

La société gère ces risques en appliquant des politiques et des normes qui lui permettent de se conformer à la réglementation gouvernementale et aux normes du secteur, ou de les surpasser. La société dispose également d'un système qui lui permet de déterminer, d'évaluer et de contrôler les risques liés à la sécurité et à l'environnement et qui prévoit que des rapports doivent être régulièrement adressés à la direction générale et au conseil d'administration. Le comité sur la responsabilité, l'environnement, la santé et la sécurité du conseil d'administration d'EnCana recommande l'approbation de la politique environnementale de la société et surveille la conformité aux lois et règlements gouvernementaux. Des programmes de surveillance et de déclaration sur le rendement en matière d'environnement, de santé et de sécurité dans les activités quotidiennes, ainsi que des inspections et des évaluations, visent à fournir l'assurance que les normes environnementales et la réglementation en cette matière sont respectées. La société a mis en place des plans d'urgence afin de pouvoir faire face rapidement à un incident environnemental et elle applique des stratégies de restauration/régénération dans le but de restaurer l'intégrité de l'environnement.

La société gère les risques liés à la sécurité au moyen d'un programme de sécurité visant à protéger le personnel et les actifs d'EnCana. EnCana a également mis sur pied un comité d'investigation qui a pour mandat d'étudier les dérogations éventuelles aux politiques et aux méthodes de la société. De plus, une ligne directe (« Integrity Hotline ») a été mise en place pour ceux et celles qui auraient des questions à soulever concernant les activités d'EnCana.

Protocole de Kyoto

Le protocole de Kyoto, ratifié par le gouvernement fédéral canadien en décembre 2002, est entré en vigueur le 16 février 2005. En vertu de ce protocole, le Canada est tenu de ramener ses émissions de gaz à effet de serre à six points sous les niveaux de 1990 sur la période entre 2008 et 2012. Le 13 avril 2005, le gouvernement fédéral a publié un cadre de travail qui décrit son plan d'action en réponse aux changements climatiques. Dans sa version publiée, ce plan énonce peu de détails techniques au sujet de la mise en œuvre de la stratégie gouvernementale de réduction des gaz à effet de serre. Le groupe de travail sur les changements climatiques de l'Association canadienne des producteurs pétroliers continue de travailler de concert avec les gouvernements fédéral et albertain à la mise au

point d'une méthode de fixation d'objectifs et d'application de dispositions législatives concernant le contrôle des gaz à effet de serre de manière à protéger la compétitivité du secteur, à limiter le coût et le fardeau administratif que représentera la conformité et à soutenir la poursuite des investissements dans le secteur.

Comme le gouvernement fédéral n'a pas encore terminé la préparation de son plan détaillé de conformité à Kyoto, EnCana n'est pas en mesure de prévoir l'incidence de la réglementation à venir sur ses activités; il est toutefois possible que la société doive, pour se conformer à la législation sur les émissions de gaz à effet de serre, faire face à des augmentations de ses coûts d'exploitation.

RISQUES LIÉS À LA RÉPUTATION

EnCana adopte une attitude proactive en ce qui concerne la détermination et la gestion d'enjeux ayant une incidence sur la réputation de la société et, pour ce faire, elle a mis en place des procédures, des lignes directrices et des définitions de responsabilité cohérentes et claires en vue de la reconnaissance et de la gestion de ces dossiers. Les faits qui ont, ou sont susceptibles d'avoir, une incidence sur la réputation d'EnCana sont en général soit des faits nouveaux qui peuvent être établis assez tôt, puis gérés, soit des faits imprévus qui se présentent inopinément et doivent être gérés d'urgence.

PERSPECTIVES

EnCana prévoit continuer de se concentrer principalement sur l'accroissement de sa production de gaz naturel dans les zones de ressources non classiques. Elle continuera également à mettre en valeur des gisements de sables bitumeux *in situ* de grande qualité.

L'excédent de gaz naturel stocké en 2005 par rapport à 2004 qui existait en Amérique du Nord au début du troisième trimestre s'est transformé en déficit par suite de la demande liée à l'été le plus chaud figurant dans les annales et aux compressions de l'offre qu'ont entraînées les ouragans Rita et Katrina. C'est ce qui a provoqué les récentes hausses de prix. Les perspectives pour le reste de l'exercice et les périodes à venir seront particulièrement influencées par le climat à court terme, le calendrier des offres nouvelles et la conjoncture économique.

La volatilité du prix du pétrole brut devrait se poursuivre tout au long de 2005 en raison des incertitudes des marchés quant aux interruptions des activités de production et de raffinage sur la côte américaine du golfe du Mexique, à la croissance continue de la demande en Chine, aux mesures prises par l'OPEP, à la destruction de la demande due au niveau élevé des prix énergétiques, et à l'état général de l'économie mondiale.

La société prévoit financer son programme d'immobilisations essentielles en 2005 au moyen de ses flux de trésorerie.

Le produit tiré de la vente de propriétés secondaires devrait servir à la réduction de la dette et au financement d'un programme de rachat d'actions aux termes d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Les résultats d'EnCana sont influencés par des facteurs de marché externes, comme les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel et les mouvements des cours des devises.

MISES EN GARDE

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

En vue 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, selon le sens donné à l'expression « *safe harbour* » (règles refuge) dans les dispositions d'exonération de la loi des États-Unis intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes tels que « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter » ou d'autres termes semblables pour évoquer des résultats futurs ou des déclarations concernant une perspective. Les énoncés prospectifs du présent rapport comprennent notamment des déclarations sur : les projections relatives à la croissance de la production du gaz naturel tirée des zones de ressources non classiques et de la mise en valeur de sables bitumeux *in situ*; les projections relatives à la volatilité des prix du pétrole brut en 2005 et par la suite, et les raisons de cette volatilité; les budgets d'immobilisations de la société prévus pour 2005 et les sources de financement sur lesquelles ils reposent; l'incidence du programme de gestion des risques de la société, y compris celle du recours à des instruments financiers dérivés; le rachat par la société d'actions en vertu de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités; la défense opposée par la société dans les poursuites intentées contre elle; l'incidence de l'accord de Kyoto sur les coûts d'exploitation; la justesse de la charge d'impôts prévue par la société; les plans de la société visant à se départir de ses activités d'extraction de LGN et de stockage de gaz naturel ainsi que de ses activités en Équateur; et les projections relatives à l'utilisation du produit tiré de ces cessions, y compris le remboursement de la dette et les achats effectués dans le cadre de son offre de rachat dans le cours normal des affaires. 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 réaliseront pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la société au cours de périodes futures soient sensiblement différents du rendement ou des résultats futurs estimés ou projetés dont il est question, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent notamment la volatilité des prix du pétrole et du gaz; 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, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et d'autres zones qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité de la société et de ses filiales de remplacer et d'accroître leurs réserves de pétrole et de gaz; la capacité de la société de générer des flux de trésorerie d'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures, ou 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 le transport adéquat de leurs produits; l'évolution de la réglementation sur 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, dont l'Équateur; 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 de terrorisme; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la société et ses filiales; d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre 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 selon les quantités prédites ou estimées, de même que leur production rentable 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 sont raisonnables, rien ne garantit qu'elles s'avéreront exactes. Le lecteur doit noter que la liste des facteurs déterminants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion sont à jour en date de la rédaction du rapport, et EnCana ne s'engage pas à les mettre à jour publiquement, 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 que les autorités canadiennes en valeurs mobilières ont accordée à EnCana, lui permettant de fournir ces données et renseignements conformément aux 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 ») canadien. Les données sur la quantité des 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, certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ont été convertis 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, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils de pétrole équivalents (« 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 utilisées seules. Le ratio de conversion de un baril pour 6 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, ressources potentielles non comptabilisées, total du portefeuille de ressources et total de la durée des ressources

EnCana utilise les termes « zone de ressources », « récupération totale estimative », « ressources potentielles non comptabilisées », « total du portefeuille de ressources » et « total de la durée des ressources ». EnCana emploie le terme « zone des ressources » pour décrire un gisement d'hydrocarbures dont on sait qu'il existe sur une vaste étendue aréale ou le long d'une coupe verticale épaisse et qui, comparativement à une zone classique, présente habituellement un risque de mise en valeur plus faible sur le plan géologique ou commercial et un taux moyen d'amenuisement 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 produite de ce gisement. EnCana utilise l'expression « ressources potentielles non comptabilisées » 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 de production à l'avenir.

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

Toute l'information contenue dans le présent rapport de gestion et dans les états financiers consolidés intermédiaires, ainsi que dans les données comparatives, est présentée en dollars américains, déduction faite des redevances, sauf indication contraire. Les ventes prévisionnelles reflètent le point médian des prévisions actuelles sur le marché, après déduction des redevances. Dans ses prévisions actuelles, la société utilise un taux de change hypothétique de 0,81 \$ US pour 1,00 \$ CA.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures indiquées dans le présent rapport, notamment les flux de trésorerie tirés 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 elles 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 en vue de fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des informations supplémentaires relatives aux liquidités de la société ainsi qu'à sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. Les mesures utilisées par la direction sont expliquées plus à fond dans les sections du rapport où il en est question.

Définition d'EnCana

Pour des raisons pratiques, les termes « EnCana », la « société », « nous », « nos » et « notre » qui sont utilisés dans le présent 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 concernant 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.