

**EnCana Corporation**

**31 mars 2006**

**Rapport de gestion**

## 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 ») du trimestre terminé le 31 mars 2006 et les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2005. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Information prospective » qui figure à la fin de ce rapport de gestion. Les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux PCGR du Canada et sont libellés en dollars américains, sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie.

Le présent rapport de gestion est libellé en dollars américains et les volumes de production et de ventes sont présentés déduction faite des redevances conformément au protocole de présentation américain. Ce rapport de gestion est en date du 26 avril 2006.

	<u>Page</u>
Activités d'EnCana	1
Survol du premier trimestre de 2006	1
Contexte commercial	2
Acquisitions et cessions	4
Résultats financiers consolidés	5
Activités en amont	8
Optimisation des marchés	14
Activités non sectorielles	14
Dépenses en immobilisations	16
Activités abandonnées	18
Liquidités et ressources en capital	19
Obligations contractuelles et éventualités	21
Conventions comptables et estimations	23
Gestion des risques	23
Perspectives	26
Mise en garde	26

Certains termes utilisés dans le présent rapport sont définis dans les notes intitulées « Information sur le pétrole et le gaz naturel » et « Devises », « Mesures hors PCGR » et « Définitions d'EnCana », qui figurent à la fin du présent rapport.

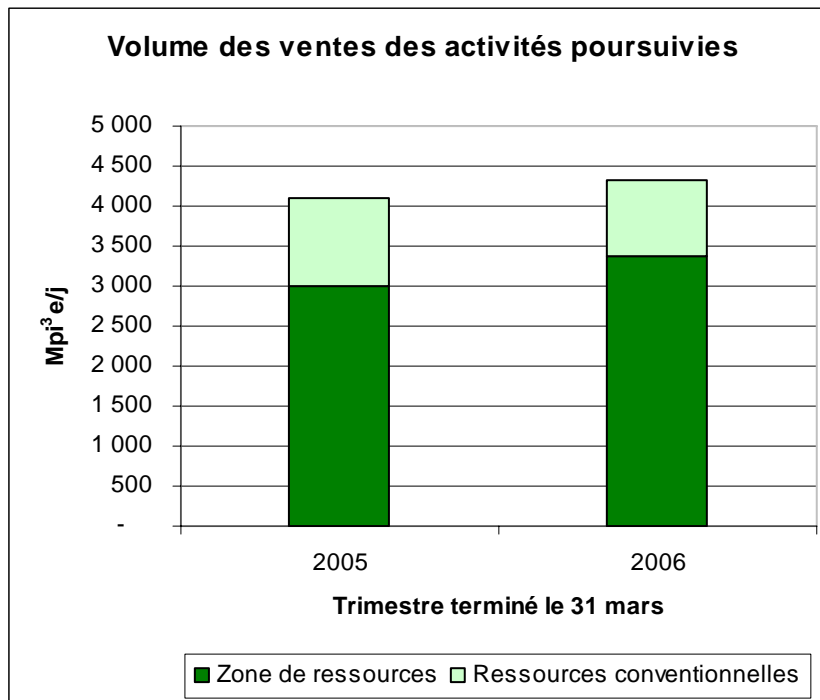
## Activités d'EnCana

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

Elle compte deux entreprises en exploitation :

- les activités en amont, qui englobent l'exploration, la mise en valeur et la production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») et les autres activités connexes. La majorité des activités en amont de la société sont exercées au Canada et aux États-Unis. Les nouveaux projets d'exploration frontalière et internationale sont surtout concentrés sur les occasions qui se présentent au Tchad, au Brésil, au Moyen-Orient, au Groenland et en France;
- les activités d'optimisation des marchés, qui visent à accroître la vente de la production des activités en amont. Dans le cadre de ces activités, le groupe de la commercialisation procède à des achats et à des ventes de produits à des tiers, afin d'assurer une souplesse de l'exploitation d'EnCana aux chapitres des engagements de transport, du type de produit, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

## Survol du premier trimestre 2006



EnCana recherche une croissance prévisible et rentable de son portefeuille de zones de ressources de longue durée au Canada et aux États-Unis. Au cours du premier trimestre de 2006, EnCana :

- a fait passer le volume total des ventes des activités poursuivies à 4 320 millions de pieds cubes (« Mpi<sup>3</sup> » de gaz équivalents par jour (Mpi<sup>3</sup> e/j), soit une augmentation de 6 % par rapport à celui du premier trimestre de 2005;
  - a fait croître de 6 % les ventes de gaz naturel pour les faire passer à 3 343 Mpi<sup>3</sup>/j,
  - a fait croître de 4 % les ventes de liquides de gaz naturel pour les faire passer à 162 791 barils par jour,

- a conclu la vente de quelque 48 000 barils par jour pour le premier trimestre de 2006 à ses trois projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur (Foster Creek, Christina Lake et Senlac). La production moyenne de Foster Creek est passée de 30 000 barils par jour au cours du premier trimestre de 2005 à environ 36 300 barils par jour pour le premier trimestre de 2006,
- a ajouté deux nouvelles zones de ressources clés : une zone de gaz naturel à Bighorn dans la partie centrale occidentale de l'Alberta et un projet de mise en valeur des sables bitumineux par récupération in situ à Christina Lake, dans le nord-est de l'Alberta,
- a accru de 17 % la production des zones de ressources importantes par rapport à celui du premier trimestre de 2005;
- a conclu la vente des actifs d'EnCana en Équateur pour la somme de 1,4 G\$ et celle du pipeline Entrega pour la somme de 244 M\$;
- a conclu une entente visant la vente des activités de stockage de gaz naturel d'EnCana pour quelque 1,5 G\$.

EnCana augmente sa capacité à bâtir la valeur actionnariale en faisant preuve de discipline, de solidité et de souplesse financière. Au cours du premier trimestre de 2006, EnCana :

- a racheté 21,3 millions d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat (« OPRA ») dans le cours normal des affaires pour un coût total de 978 M\$;
- a réduit de 884 M\$ sa dette à long terme, qui passe à 5 819 M\$.

## Contexte commercial

### Gaz naturel

Prix de référence du gaz naturel (moyenne de la période)	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice terminé
	2006	Comparaison de 2006 et de 2005	2005	2005
Prix AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	9,27 \$	39 %	6,69 \$	8,48 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	8,98	43 %	6,27	8,62
Prix Rockies (Opal) (\$/Mbtu)	7,19	30 %	5,53	6,96
Écart AECO/NYMEX (\$/Mbtu)	0,89	3 %	0,86	1,59
Écart Rockies/NYMEX (\$/Mbtu)	1,79	142 %	0,74	1,66

Les inquiétudes persistantes quant au retour aux niveaux de production habituels des installations endommagées par les ouragans Katrina et Rita et la prévision d'une autre saison d'ouragans mouvementée en 2006, conjuguées au prix élevé des carburants de remplacement, se sont traduites par une hausse de 43 % du gaz coté à la New York Mercantile Exchange (« NYMEX »), qui s'est établi en moyenne à 8,98 \$/Mbtu en regard de celui du premier trimestre de 2005. Bien qu'il soit plus élevé qu'au premier trimestre de 2005, le prix moyen de 8,98 \$/Mbtu établi en 2006 a chuté de 31 % par rapport au niveau de 12,96 \$/Mbtu enregistré au quatrième trimestre de 2005. Cette chute de prix est directement attribuable aux conditions climatiques clémentes qu'a connu l'Est des États-Unis entre la dernière semaine de décembre 2005 et la première semaine de février 2006.

La hausse de 39 % du cours moyen du gaz AECO observée au cours du premier trimestre de 2006 comparativement à la période correspondante de 2005 peut s'expliquer par l'augmentation du prix NYMEX.

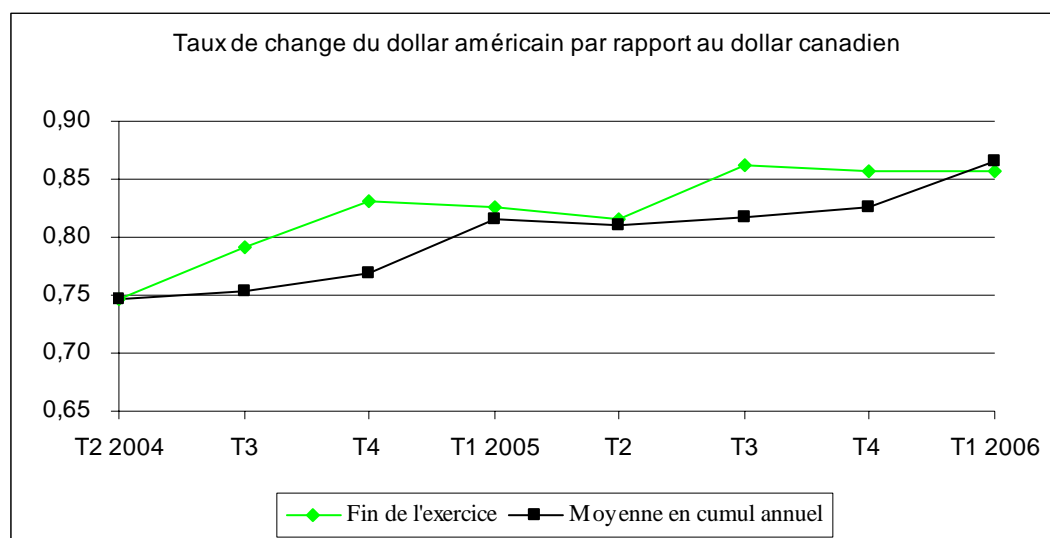
## Pétrole brut

Prix de référence du pétrole brut (moyenne pour la période \$/b)	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice terminé  2005
	2006	Comparaison de 2006 et de 2005	2005	
WTI	63,48 \$	27 %	50,03 \$	56,70 \$
Écart WTI/Maya	15,80	-8 %	17,23	15,70
Écart WTI/WCS	28,76	53 %	18,81	20,31

Le premier trimestre de 2006 a été marqué par une grande volatilité du prix du pétrole brut, l'incertitude entourant l'offre attribuable aux préoccupations géopolitiques ayant éclipsé les sommets historiques des stocks de pétrole brut et de produits aux États-Unis. Les craintes suscitées par le programme nucléaire de l'Iran, les attentats des militants visant des installations de production au Niger, l'instabilité persistante en Irak et la tentative d'attentat terroriste contre une installation de traitement du pétrole lourd en Arabie Saoudite ont maintenu le prix West Texas Intermediate (« WTI ») à des niveaux supérieurs à 60 \$ le baril pendant pratiquement toute la durée du premier trimestre.

En glissement annuel, les écarts entre les prix du lourd se sont élargis de 53 % en termes absolus, en raison surtout du prix plus élevé du WTI et de rabais importants sur le pétrole brut lourd canadien sur les marchés traditionnels du MidWest américain. Exprimé sous forme de pourcentage du WTI, le prix de vente moyen du pétrole Western Canadian Select (« WCS ») s'est établi à 55 % au cours du premier trimestre de 2006, contre 62 % pour le premier trimestre de 2005. Cette chute du prix du pétrole lourd canadien par rapport au prix WTI s'explique par une augmentation de la production de pétrole lourd au Canada, combinée à des rotations importantes des entreprises de raffinage au cours du premier trimestre de 2006 et au manque de capacité de pipeline pour desservir d'autres marchés. Pour le premier trimestre de 2006, les primes sur le prix des condensats canadiens par rapport à celles du WTI ont été faibles comparativement à celles du premier trimestre de 2005 en raison des initiatives de stockage du secteur qui ont contribué au raffermissement du prix au gisement du bitume.

## Taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien



L'incidence sur les résultats d'EnCana des fluctuations du taux de change doit être prise en compte lors de l'analyse des états financiers consolidés intermédiaires. La valeur du dollar canadien a augmenté de 6 %, ou 0,051 \$, passant d'une moyenne de 0,815 \$ US pour le premier trimestre de 2005 à 0,866 \$ US pour le premier trimestre de 2006.

Par conséquent, EnCana a déclaré des frais supplémentaires de 5,10 \$ pour chaque tranche de cent dollars canadiens dépensée au cours du premier trimestre de 2006 au titre des immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration. La fluctuation du taux de change a eu cependant peu d'effet sur les produits de la société, du fait que les prix touchés sur les marchandises sont en dollars américains; s'ils sont en dollars canadiens, ils sont étroitement liés à la valeur du dollar américain.

	Trimestres terminés les 31 mars		Exercice terminé
	2006	2005	2005
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,866 \$	0,815 \$	0,825 \$
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA pour l'exercice précédent	0,815 \$	0,759 \$	0,768 \$
Augmentation des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration attribuable uniquement aux fluctuations du taux de change, par tranche de cent dollars canadiens dépensée.	5,10 \$	5,60 \$	5,70 \$

### Acquisitions et cessions

Fidèle à sa stratégie relative aux zones de ressources en Amérique du Nord, EnCana a procédé aux cessions importantes suivantes au cours du premier trimestre de 2006 :

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

Le produit tiré de ces cessions a été affecté directement à la réduction de la dette et au rachat d'actions d'EnCana dans le cadre de son OPRA dans le cours normal des affaires.

La vente préalablement annoncée de la participation de 50 % d'EnCana dans la découverte du gisement Chinook de pétrole lourd au large des côtes du Brésil pour environ 350 M\$ devrait être conclue au milieu de l'exercice 2006.

Le 6 mars 2006, EnCana a annoncé la conclusion d'une entente visant la vente de ses participations dans des activités de stockage du gaz naturel pour une contrepartie d'environ 1,5 G\$. La vente, à un producteur unique, est sous réserve de conditions de clôture et de l'approbation des organismes de réglementation, et devrait être effectuée en deux étapes. La première étape devrait être finalisée au cours du deuxième trimestre de 2006, et la deuxième au cours du troisième trimestre.

## Résultats financiers consolidés

<i>(en M\$, sauf les données par action)</i>	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice terminé
	2006	Comparaison de 2006 et de 2005	2005	2005
<b>Total des données consolidées</b>				
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	1 691 \$	20 %	1 413 \$	7 426 \$
- par action, dilué	1,96	26 %	1,55	8,35
Résultat net	1 474		(45)	3 426
- par action, de base	1,74		(0,05)	3,95
- par action, dilué	1,70		(0,05)	3,85
Bénéfice d'exploitation <sup>2)</sup>	694	14 %	611	3 241
- par action, dilué	0,80	19 %	0,67	3,64
<b>Activités poursuivies</b>				
Flux de trésorerie des activités poursuivies <sup>1)</sup>	1 579	27 %	1 247	6 962
Résultat net des activités poursuivies	1 472		(162)	2 829
- par action, de base	1,74		(0,18)	3,26
- par action, dilué	1,70		(0,18)	3,18
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies <sup>2)</sup>	660	39 %	475	3 048
Produits, déduction faite des redevances	4 670	129 %	2 038	14 266

<i>(en M\$, sauf les données par action)</i>	Sommaire trimestriel		2005				2004		
	2006	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
<b>Total des données consolidées</b>									
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	1 691	2 510	1 931	1 572	1 413	1 491	1 363	1 131	
- par action, dilué	1,96	2,88	2,20	1,76	1,55	1,60	1,46	1,21	
Résultat net	1 474	2 366	266	839	(45)	2 580	393	250	
- par action, de base	1,74	2,77	0,31	0,96	(0,05)	2,81	0,43	0,27	
- par action, dilué	1,70	2,71	0,30	0,94	(0,05)	2,77	0,42	0,27	
Bénéfice d'exploitation <sup>2)</sup>	694	1 271	704	655	611	573	559	379	
- par action, dilué	0,80	1,46	0,80	0,73	0,67	0,62	0,60	0,41	
<b>Activités poursuivies</b>									
Flux de trésorerie des activités poursuivies <sup>1)</sup>	1 579	2 390	1 823	1 502	1 247	1 358	1 256	1 029	
Résultat net des activités poursuivies	1 472	1 869	348	774	(162)	1 055	463	270	
- par action, de base	1,74	2,19	0,41	0,89	(0,18)	1,15	0,50	0,29	
- par action, dilué	1,70	2,14	0,40	0,87	(0,18)	1,13	0,50	0,29	
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies <sup>2)</sup>	660	1 229	733	611	475	513	555	368	
Produits, déduction faite des redevances	4 670	5 860	2 982	3 386	2 038	3 542	2 195	2 374	

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

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

## Flux de trésorerie

Bien qu'il ne s'agisse pas d'une mesure conforme aux PCGR, les flux de trésorerie sont 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 à financer ses programmes de dépenses en immobilisations et à rembourser ses dettes. Le calcul des flux de trésorerie est présenté dans l'état consolidé des flux de trésorerie dans les états financiers consolidés intermédiaires.

Les flux de trésorerie d'EnCana pour le premier trimestre de 2006 ont totalisé 1 691 M\$, soit une hausse de 278 M\$, ou 20 %, par rapport aux flux de trésorerie du premier trimestre de 2005. Cette hausse correspond au prix plus élevé des marchandises et à l'augmentation globale du volume des ventes en 2006, mais elle a été annulée en partie par l'augmentation des coûts. Les activités abandonnées d'EnCana ont contribué 112 M\$ aux flux de trésorerie au cours du trimestre, contre 166 M\$ pour le premier trimestre de 2005.

Au cours du premier trimestre de 2006, les flux de trésorerie des activités poursuivies d'EnCana ont augmenté de 332 M\$, ou 27 %, par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2005, pour s'établir à 1 579 M\$.

La hausse a résulté des faits suivants :

- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 32 % pour s'établir à 7,68 \$ le kpi<sup>3</sup> pour le premier trimestre de 2006, contre 5,81 \$ le kpi<sup>3</sup> pour la même période de 2005;
- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a monté de 14 % pour se chiffrer à 33,87 \$ le baril au pour le premier trimestre de 2006, contre 29,77 \$ le baril pour le premier trimestre de 2005;
- le volume des ventes de gaz naturel en Amérique du Nord pour le premier trimestre de 2006 s'est accru de 6 % par rapport à celui du premier trimestre de 2005 pour se chiffrer à 3 343 Mpi<sup>3</sup>/j, tandis que le volume des ventes de liquides a augmenté de 4 % par rapport à celui du trimestre correspondant de 2005 pour s'établir à 162 791 barils par jour.

L'augmentation des flux de trésorerie a été en partie réduite par ce qui suit :

- les charges d'exploitation, qui ont augmenté de 37 % pour totaliser 412 M\$ pour le premier trimestre de 2006, contre 300 M\$ pour le trimestre correspondant de 2005;
- les pertes réalisées sur les opérations de couverture du prix de marchandises se sont établies à 136 M\$, après impôts, pour le premier trimestre de 2006, comparativement à 9 M\$, après impôts, pour la période correspondante de 2005;
- la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles a augmenté de 120 M\$ pour s'établir à 331 M\$ pour le premier trimestre de 2006, contre 211 M\$ pour le trimestre correspondant de 2005.

## Bénéfice net

Le bénéfice net global d'EnCana s'est chiffré à 1 474 M\$ pour le premier trimestre de 2006 contre une perte de 45 M\$ pour le premier trimestre de 2005. Le bénéfice net de la période tient compte de gains non réalisés à la valeur du marché de 830 M\$ (perte de 641 M\$ pour 2005). Le bénéfice net global tient également compte d'une diminution du bénéfice net des activités abandonnées, qui est passé de 115 M\$ à 2 M\$. Cette baisse est surtout attribuable à la vente des activités d'EnCana en Équateur au premier trimestre de 2006. Les résultats du premier trimestre de 2005 comprenaient en outre les résultats des activités de traitement des LGN qui ont été vendues en décembre 2005.



Pour le premier trimestre de 2006, le bénéfice net des activités poursuivies d'EnCana s'est établi à 1 472 M\$, soit une hausse de 1 634 M\$ par rapport à celui du même trimestre de 2005. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question précédemment, les faits marquants ayant eu un effet sur le bénéfice sont les suivants :

- des gains non réalisés, établis à la valeur du marché, de 815 M\$ après impôts ont été comptabilisés pour le premier trimestre de 2006, contre des pertes de 622 M\$ après impôts pour le premier trimestre de 2005;
- une augmentation de 86 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite de l'appréciation du dollar canadien et de l'accroissement des taux d'amortissement et d'épuisement ainsi que du volume des ventes.

### Bénéfice d'exploitation

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

Sommaire du bénéfice d'exploitation (en M\$)	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice terminé
	2006	Comparaison de 2006 et de 2005	2005	2005
Résultat net, montant déjà établi	1 474 \$		(45) \$	3 426 \$
Déduire le gain (la perte) non réalisé, établi à la valeur du marché (après impôts)	830		(641)	(277)
Déduire le gain (la perte) de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts) <sup>1)</sup>	(3)		(15)	92
Déduire le gain (la perte) à l'abandon d'activités (après impôts)	(47)		-	370
Bénéfice d'exploitation <sup>2)4)</sup>	<b>694 \$</b>	<b>14 %</b>	611 \$	<b>3 241 \$</b>
 (en \$ par action ordinaire, après dilution)				
Résultat net, montant déjà établi	1,70 \$		(0,05) \$	3,85 \$
Déduire le gain (la perte) non réalisé, établi à la valeur du marché (après impôts)	0,96		(0,70)	(0,31)
Déduire le gain (la perte) de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts) <sup>1)</sup>	-		(0,02)	0,10
Déduire le gain (la perte) à l'abandon d'activités (après impôts)	(0,06)		-	0,42
Bénéfice d'exploitation <sup>2)4)</sup>	<b>0,80 \$</b>	<b>19 %</b>	0,67 \$	<b>3,64 \$</b>

**Sommaire du bénéfice d'exploitation  
des activités poursuivies**

(en M\$)	Trimestres terminés les 31 mars			Exercice terminé
	2006	Comparaison de 2006 et de 2005	2005	2005
Résultat net des activités poursuivies, montant déjà établi	1 472 \$		(162) \$	2 829 \$
Déduire le gain (la perte) non réalisé, établi à la valeur du marché (après impôts)	815		(622)	(311)
Déduire le gain (la perte) de change non réalisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts) <sup>1)</sup>	(3)		(15)	92
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies <sup>3) 4)</sup>	660 \$	39 %	475 \$	3 048 \$

- 1) La plupart des gains ou des pertes non réalisés liés à la dette canadienne libellée en dollars américains correspondent à des dettes dont les dates d'échéance excèdent cinq ans.
- 2) 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 la cession des activités abandonnées, des effets après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux d'imposition.
- 3) Le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le bénéfice net tiré des activités poursuivies compte non tenu des effets après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux d'imposition.
- 4) Les gains ou les pertes non réalisés n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

**Résultats d'exploitation**

**Activités en amont**

**Résultats financiers des activités poursuivies**

Trimestres terminés les 31 mars

(en M\$)	2006			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	2 159 \$	450 \$	82 \$	2 691 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	125	14	-	139
Transport et vente	133	16	-	149
Exploitation	221	89	83	393
Flux de trésorerie d'exploitation	1 680 \$	331 \$	(1) \$	2 010 \$
Amortissement et épuisement				744
Bénéfice des activités en amont				1 266 \$

(en M\$)	2005			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	1 697 \$	348 \$	61 \$	2 106 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	75	12	-	87
Transport et vente	114	17	-	131
Exploitation	165	71	56	292
Flux de trésorerie d'exploitation	1 343 \$	248 \$	5 \$	1 596 \$
Amortissement et épuisement				660
Bénéfice des activités en amont				936 \$

## Produits tirés des activités en amont

Les produits, déduction faite des redevances, se sont accrus au cours du premier trimestre de 2006 en regard de ceux du trimestre correspondant de 2005 pour les raisons suivantes :

- une hausse de 32 % du prix du gaz combinée à une augmentation de 6 % du volume des ventes de gaz naturel;
- un accroissement de 14 % du prix des liquides de gaz naturel combiné à une baisse de 4 % du volume des ventes de liquides de gaz naturel.

Les pertes réalisées sur les couvertures du prix de marchandises ont totalisé 204 M\$ pour le premier trimestre de 2006, contre 22 M\$ pour le premier trimestre de 2005.

## Variation des produits des activités poursuivies du premier trimestre de 2006 en regard du premier trimestre de 2005

Trimestres terminés les 31 mars

(en M\$)

	2005		Variation des produits attribuable au :		2006	
	Produits, déduction faite des redevances		Prix <sup>1)</sup>	Volume	Produits, déduction faite des redevances	
Gaz produit						
Canada	1 133	\$	240	\$	1 441	\$
États-Unis	564		96		718	
Total, gaz produit	1 697	\$	336	\$	2 159	\$
Pétrole brut et LGN						
Canada	293	\$	75	\$	389	\$
États-Unis	55		18		61	
Total, pétrole brut et LGN	348	\$	93	\$	450	\$

<sup>1)</sup> Compte tenu de l'incidence des couvertures financières.

L'augmentation des prix de vente représente environ 76 % de l'augmentation des produits, déduction faite des redevances, pour le premier trimestre de 2006 en regard de la même période de 2005. Le reste de l'augmentation des produits est attribuable à l'augmentation du volume des ventes

L'augmentation de 5 % du volume de gaz produit au Canada pour le premier trimestre de 2006 s'explique surtout par la réussite des programmes de forage dans les principales zones de ressources situées dans les régions de Cutbank Ridge, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, de Coalbed Methane (« CBM »), dans les parties centrale et méridionale de l'Alberta et de Bighorn dans la partie centrale occidentale de l'Alberta. L'incidence de cette hausse sur le volume total a cependant été atténuée par la baisse de la production d'importantes zones de ressources matures de Shallow Gas et d'autres propriétés productrices de ressources classiques, ainsi que par l'abandon d'activités de stockage au cours du premier trimestre de 2005.

La hausse de 9 % du volume de gaz produit aux États-Unis pour le premier trimestre de 2006 est attribuable à la réussite des programmes de forage à Fort Worth, à Jonah, à East Texas et à Piceance, ainsi qu'à l'incidence d'acquisitions de biens aux bassins de Fort Worth et de Maverick à la fin de 2005.

Le volume de pétrole brut et de LGN produits en Amérique du Nord s'est hissé de 4 % par suite de l'augmentation de la production aux projets de production de pétrole lourd de Pelican Lake et de Foster Creek, qui a été toutefois légèrement contrebalancée par la cession, en juin 2005, de biens conventionnels productifs matures situés au Canada et par la baisse naturelle de la production. Pelican Lake devrait atteindre la rentabilité aux fins du versement de redevances au cours du deuxième trimestre de 2006, augmentant ainsi le taux de redevances versées au gouvernement de l'Alberta et diminuant le volume de pétrole brut d'environ 6 000 barils par jour.

## Volume des ventes des activités en amont

Volume trimestriel des ventes	2006	2005				2004		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Gaz produit ( <i>Mpi<sup>3</sup> par jour</i> )	3 343	3 326	3 222	3 212	3 146	3 087	3 096	3 001
Pétrole brut ( <i>barils par jour</i> )	138 370	134 178	124 402	132 294	130 826	132 061	142 506	144 347
LGN ( <i>barils par jour</i> )	24 421	25 111	26 055	24 814	26 358	27 409	27 167	26 340
Activités poursuivies ( <i>Mpi<sup>3</sup>e/j</i> ) <sup>1)</sup>	4 320	4 282	4 125	4 155	4 089	4 044	4 114	4 025
Activités abandonnées								
Équateur ( <i>barils par jour</i> )	50 150 <sup>2)</sup>	69 943	68 710	73 176	72 487	77 876	74 846	78 303
Royaume-Uni ( <i>barils d'équivalent pétrole par jour</i> ) <sup>3)</sup>	-	-	-	-	-	13 927	20 222	26 728
Activités abandonnées ( <i>Mpi<sup>3</sup>e/j</i> ) <sup>1)</sup>	301	419	412	439	435	551	570	630
Total ( <i>Mpi<sup>3</sup>e/j</i> ) <sup>1)</sup>	4 621	4 701	4 537	4 594	4 524	4 595	4 684	4 655

<sup>1)</sup> Liquides de gaz naturel convertis en milliers de pieds cubes équivalents à raison de 1 baril = 6 milliers de pieds cubes.

<sup>2)</sup> Comprend le volume de deux mois seulement, la vente des activités en Équateur ayant eu lieu le 28 février.

<sup>3)</sup> Comprend le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (convertis en bep).

Pour le premier trimestre de 2006, le volume des ventes des activités poursuivies a augmenté de 6 %, ou 231 Mpi<sup>3</sup>e/j par rapport à celui du premier trimestre de 2005 pour les raisons suivantes :

- L'augmentation d'environ 17 % de la production des principales zones de ressources d'EnCana, soit une production de 14 % supérieure pour le gaz naturel et de 29 % supérieure pour le pétrole brut;
- Le succès des programmes de forage dans les principales zones de ressources à Cutbank Ridge, CBM, Bighorn, Fort Worth, Jonah, East Texas et Piceance;
- Les résultats positifs du programme d'injection d'eau au projet de pétrole lourd de Pelican Lake et le succès de l'agrandissement des installations de Foster Creek.

## Principales zones de ressources

Trimestres terminés les 31 mars

	Production quotidienne			Activités de forage	
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	Nombre de puits nets forés 2006	2005
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Jonah	461	7 %	431	26	28
Piceance	316	5 %	300	63	77
East Texas	99	21 %	82	19	21
Fort Worth	93	52 %	61	29	9
Greater Sierra	208	7 %	195	60	59
Cutbank Ridge	140	150 %	56	26	23
Bighorn	72	29 %	56	20	11
CBM	104	174 %	38	333	322
Shallow Gas	615	-2 %	625	197	273
<b>Pétrole (Mb/j)</b>					
Foster Creek	36	20 %	30	10	10
Christina Lake	6	50 %	4	2	-
Pelikan Lake	29	38 %	21	-	16
<b>Total (Mpi<sup>3</sup>e/j)</b>	<b>2 536</b>	<b>17 %</b>	<b>2 176</b>	<b>785</b>	<b>849</b>

## Résultats unitaires – Gaz produit

Trimestres terminés les 31 mars

(\$ par millier de pieds cubes)	Canada			États-Unis		
	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005	2006	Compa- raison de 2006 et de 2005	2005
Prix <sup>1)</sup>	<b>7,66 \$</b>	<b>34 %</b>	5,70 \$	<b>7,70 \$</b>	<b>27 %</b>	6,04 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	<b>0,18</b>	<b>100 %</b>	0,09	<b>0,85</b>	<b>37 %</b>	0,62
Transport et vente	<b>0,34</b>	<b>-8 %</b>	0,37	<b>0,49</b>	<b>7 %</b>	0,46
Exploitation	<b>0,79</b>	<b>22 %</b>	0,65	<b>0,64</b>	<b>42 %</b>	0,45
Revenu net	<b>6,35 \$</b>	<b>38 %</b>	4,59 \$	<b>5,72 \$</b>	<b>27 %</b>	4,51 \$
Volume des ventes de gaz ( <i>Mpi<sup>3</sup>/j</i> )	<b>2 182</b>	<b>5 %</b>	2 079	<b>1 161</b>	<b>9 %</b>	1 067

<sup>1)</sup> Compte non tenu de l'incidence des couvertures financières.

Pour le premier trimestre de 2006, le prix réalisé par EnCana pour le gaz naturel s'est établi à 7,68 \$ le kpi<sup>3</sup>, soit une hausse de 32 % par rapport à celui de la même période de 2005. Pour le premier trimestre de 2006, les pertes réalisées sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel se sont établies à environ 159 M\$, soit 0,53 \$ le kpi<sup>3</sup>, contre des gains de quelque 51 M\$, ou 0,18 \$ le kpi<sup>3</sup> pour le premier trimestre de 2005.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers, qui sont habituellement exprimées en pourcentage des produits, se sont accrues au Canada pour le premier trimestre de 2006, en regard de celles de 2005, en raison surtout de la montée du prix de gaz naturel et de l'augmentation de la production des propriétés assujetties à la Freehold Mineral Tax. Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers aux États-Unis affichent une hausse de 37 %, ou 0,23 \$ le kpi<sup>3</sup>, pour le trimestre terminé le 31 mars 2006 en regard de celles de 2005, en raison de l'effet combiné de la montée du prix du gaz naturel et de la majoration des taux d'imposition réels attribuables à un accroissement important du volume de production aux propriétés Jonah et Piceance.

Les frais de transport et de vente unitaires du gaz naturel au Canada ont diminué de 8 %, ou 0,03 \$ le kpi<sup>3</sup>, pour le trimestre terminé le 31 mars 2006 en regard de ceux de 2005, en raison principalement du fait qu'une proportion plus importante de gaz produit au Canada est vendue dans ce pays plutôt qu'expédiée et vendue aux États-Unis. Les frais de transport et de vente unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 7 %, ou 0,03 \$ le kpi<sup>3</sup>, pour le trimestre terminé le 31 mars 2006 en regard de ceux de 2005, en raison principalement de l'augmentation des frais de transport du pétrole West Texas à partir des puits en exploitation. Les frais de transport et de vente unitaires aux États-Unis comprennent une charge ponctuelle de 14 M\$ au titre du rachat d'un contrat physique de tiers visant du gaz en vigueur depuis 2000. Le montant du rachat n'a pas été pris en compte dans le calcul des frais unitaires.

Pour le premier trimestre de 2006, les charges d'exploitation unitaires comptabilisées pour le gaz naturel canadien ont été de 22 %, ou 0,14 \$ le kpi<sup>3</sup>, supérieures à celles de la période correspondante de 2005, surtout en raison de l'intensification de l'activité industrielle, de l'appréciation du dollar canadien et de la hausse des coûts d'électricité et des frais de reconditionnement, de réparations et d'entretien. Aux États-Unis, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel pour le trimestre terminé le 31 mars 2006 ont dépassé de 42 %, ou 0,19 \$ le kpi<sup>3</sup>, celles de la période correspondante de 2005 par suite surtout de l'intensification de l'activité industrielle, de la hausse des coûts de dotation et du plus grand nombre de travaux de reconditionnement effectués au cours du trimestre. L'augmentation des charges d'exploitation liées à l'énergie reflète la hausse du prix des marchandises.

## Résultats unitaires – Pétrole brut

Trimestres terminés les 31 mars

(en \$ par baril)	Amérique du Nord		
	2006	Comparaison de 2006 et de 2005	2005
Prix <sup>1)</sup>	30,76 \$	11 %	27,60 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	0,66	25 %	0,53
Transport et vente	1,24	-11 %	1,39
Exploitation	7,13	18 %	6,04
Revenu net	21,73 \$	11 %	19,64 \$
Volume des ventes de pétrole brut ( <i>barils par jour</i> )	138 370	6 %	130 826

<sup>1)</sup> Compte non tenu de l'incidence des couvertures financières.

La hausse du prix moyen du pétrole brut au cours du premier trimestre de 2006, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture financières, est attribuable à la hausse de 11 % du prix de référence WTI après ajustement pour tenir compte de l'écart de prix du brut entre le prix WTI et le prix WCS par rapport à la même période de 2005. Les pertes réalisées sur les opérations de couverture du prix de marchandises en Amérique du Nord au titre du pétrole brut se sont chiffrées à environ 45 M\$, ou 3,12 \$ le baril de liquides de gaz naturel pour le premier trimestre de 2006, contre une perte d'environ 73 M\$, ou 5,18 \$ le baril de liquides, pour la période comparable de 2005.

Les ventes de pétrole lourd ont augmenté de 67 % pour l'ensemble des ventes de pétrole au cours du premier trimestre de 2006, contre 62 % pour le trimestre correspondant de 2005. Cette augmentation est attribuable en grande partie à la hausse de la production de pétrole lourd provenant des propriétés Pelican Lake et Foster Creek jumelée à la vente, en juin 2005, de biens de production conventionnels non essentiels touchant principalement le pétrole léger et moyen. Pelican Lake devrait atteindre la rentabilité aux fins du versement de redevances au cours du deuxième trimestre 2006, ce qui fera monter le taux de redevances versées au gouvernement de l'Alberta de 1 % des produits bruts à 25 % du produit net, et baisser le volume d'intérêts sur le produit net pour EnCana.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers pour la production nord-américaine ont augmenté de 25 %, ou 0,13 \$ le baril, au cours du premier trimestre de 2006 en regard de celles du trimestre correspondant de 2005, en raison principalement de la hausse des prix et de l'accroissement de la production provenant de la propriété Weyburn, en Saskatchewan, qui est assujettie 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 18 %, ou 1,09 \$ le baril, au cours du premier trimestre de 2006, comparativement à celles de la période correspondante de 2005, par suite essentiellement de l'appréciation du dollar canadien et de l'augmentation des coûts de l'électricité, des frais de reconditionnement et des frais de réparation et d'entretien. En outre, la hausse du volume de pétrole brut provenant des projets de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV »), qui comportent des charges d'exploitation plus élevées que les autres biens d'EnCana, a résulté en un accroissement global des charges d'exploitation unitaires du pétrole brut.

**Résultats unitaires – LGN**  
Trimestres terminés les 31 mars

(en \$ par baril)	Canada			États-Unis		
	2006	Comparaison de 2006 et de 2005	2005	2006	Comparaison de 2006 et de 2005	2005
Prix <sup>1)</sup>	<b>48,84 \$</b>	<b>22 %</b>	40,04 \$	<b>54,07 \$</b>	<b>32 %</b>	40,93 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	<b>5,18</b>	<b>23 %</b>	4,20
Transport et vente	<b>0,61</b>	<b>74 %</b>	0,35	<b>0,01</b>	-	0,01
Revenu net	<b>48,23 \$</b>	<b>22 %</b>	39,69 \$	<b>48,88 \$</b>	<b>33 %</b>	36,72 \$
Volume des ventes de LGN ( <i>barils par jour</i> )	<b>12 006</b>	<b>3 %</b>	11 692	<b>12 415</b>	<b>-15 %</b>	14 666

<sup>1)</sup> Compte non tenu de l'incidence des couvertures financières.

L'augmentation du prix réalisé pour les LGN au cours du premier trimestre de 2006, comparativement à celle la même période de 2005, correspond de manière générale aux niveaux élevés du prix WTI.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers aux États-Unis pour le trimestre terminé le 31 mars 2006, en regard de celles de 2005, ont augmenté de 23 % ou 0,98 \$ le baril, en raison principalement de la hausse du prix des LGN.

Le volume des ventes de LGN aux États-Unis a reculé de 15 % par suite de la baisse naturelle de la production dans plusieurs installations du Colorado pour lesquelles les LGN sont un élément important.

**Amortissement et épuisement des activités en amont**

La charge d'amortissement et d'épuisement s'est accrue de 84 M\$, ou 13 % pour le premier trimestre de 2006, comparativement à celle de la même période de 2005 pour les raisons suivantes :

- le volume des ventes nord-américaines a augmenté de 6 %;
- pour les activités poursuivies, les taux d'amortissement et d'épuisement se sont établis à 1,89 \$ le kpi<sup>3</sup>e pour le premier trimestre de 2006, contre 1,77 \$ le kpi<sup>3</sup>e pour le trimestre correspondant de 2005. L'augmentation des taux au cours du premier trimestre de 2006 s'explique par la hausse des frais de mise en valeur futurs et par l'appréciation du dollar canadien, compensées en partie par l'incidence de la vente, en mai 2005, des activités dans le golfe du Mexique.

## Optimisation des marchés

### Résultats financiers

Trimestres terminés les 31 mars

(en M\$)

	2006		Comparaison de 2006 et de 2005		2005
Produits	716	\$	-20	%	894 \$
Charges					
Transport et vente	3		50	%	2
Exploitation	18		64	%	11
Produits achetés	689		-22	%	879
Flux de trésorerie d'exploitation	6	\$	200	%	2 \$
Amortissement et épuisement	3		50	%	2
Résultat sectoriel	3	\$	-		- \$

Le 1<sup>er</sup> janvier 2006, la société a adopté l'abrégié EITF 04-13, intitulé *Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty*. Cet abrégié porte sur la comptabilisation, sur une base nette dans l'état consolidé des résultats, des achats et des ventes de stocks conclus simultanément avec la même contrepartie. Cette modification a été adoptée avec effet prospectif et n'a pas d'incidence sur le résultat net des périodes couvertes par le présent rapport de gestion. Ces opérations d'achat et de vente permettent à la société d'optimiser les transports ou de s'acquitter de ses obligations liées à des contrats de commercialisation. L'adoption de cette convention par EnCana a entraîné une réduction de 887 M\$ des produits constatés et du coût des marchandises vendues pour le premier trimestre de 2006.

### Activités non sectorielles

#### Résultats

Trimestres terminés les 31 mars

(en M\$)

	2006		Comparaison de 2006 et de 2005		2005
Produits	1 263	\$	231	%	(962) \$
Charges					
Exploitation	1		133	%	(3)
Amortissement et épuisement	18		6	%	17
Résultat sectoriel	1 244	\$	227	%	(976) \$
Administration	58		-5	%	61
Intérêts, montant net	88		-12	%	100
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	12		33	%	9
(Gain) perte de change, montant net	44		38	%	32
Rémunération à base d'actions, options	-				4
(Gain) à la cession	(9)				-

Les produits des activités non sectorielles du premier trimestre de 2006 comprennent des gains non réalisés de 1 263 M\$, établis en fonction de la valeur du marché, au titre de contrats de couverture du prix de marchandises, comparativement à des pertes de 962 M\$ pour la période correspondante de 2005.



La volatilité des prix a eu une incidence importante sur le résultat des activités de gestion des risques de prix d'EnCana. Le 31 mars 2006, la courbe des prix à terme pour le reste de l'exercice 2006 avait avancé de 9 % depuis le 31 décembre 2005, pour s'établir à 69,02 \$ le baril de WTI, mais avait reculé de 24 %, pour s'établir à 8,04 \$ par kpi<sup>3</sup> de gaz NYMEX.

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

Trimestres terminés les 31 mars

(en M\$)	2006	2005
Activités poursuivies		
Gaz naturel	1 277 \$	(825) \$
Pétrole brut	(14)	(137)
	<b>1 263</b>	(962)
Charges	2	(3)
	<b>1 261</b>	(959)
Charges (économies) d'impôts sur les bénéfices	446	(337)
	<b>815 \$</b>	(622) \$

La charge d'amortissement et d'épuisement comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme du matériel informatique, du mobilier de bureau et des améliorations locatives.

Les frais d'administration ont diminué de 3 M\$ pour le premier trimestre de 2006, en regard de ceux de 2005. Cette diminution résulte principalement de la baisse des charges de rémunération à long terme, qui se sont chiffrées à 6 M\$ et qui ont été partiellement compensées par une augmentation de 3 M\$ résultant de la fluctuation du taux de change du dollar canadien et du dollar américain. Pour le premier trimestre de 2006, les frais d'administration se sont établis à environ 0,15 \$ par kpi<sup>3</sup>e, comparativement à 0,17 \$ par kpi<sup>3</sup>e pour le premier trimestre de 2005.

Les intérêts débiteurs du premier trimestre de 2006 ont diminué de 12 M\$ par suite de la diminution de l'encours de la dette résultant principalement de remboursements effectués au moyen des produits de la vente des participations en Équateur. La dette à long terme totale (encours de la dette compris) a diminué de 884 M\$ pour atteindre 5 892 M\$ au 31 mars 2006, contre 6 776 M\$ au 31 décembre 2005. Le taux d'intérêt moyen pondéré d'EnCana sur la dette en cours s'est élevé à 5,5 % en 2006, en hausse par rapport à une moyenne approximative de 5,4 % en 2005. Cette hausse s'explique par le fait qu'une tranche plus importante de l'encours de la dette est assortie de taux d'intérêt fixes et par la montée annoncée des taux d'intérêt.

La perte de change de 44 M\$ constatée au premier trimestre de 2006 résulte principalement d'une perte de change sur les remboursements de la dette entre EnCana et ses activités autonomes, laquelle a été réduite en partie par divers autres gains. La perte de change comprend également une perte attribuable à l'incidence de l'évolution du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien sur la dette libellée en dollars américains contractée au Canada. En vertu des PCGR du Canada, la société doit convertir sa dette à long terme libellée en dollars américains contractée au Canada au taux de change en vigueur à la fin du trimestre. Les gains ou les pertes de change non réalisés en résultant sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés. Les autres gains et pertes de change résultent du règlement d'opérations en devises et de la conversion des actifs et passifs monétaires d'EnCana.

### Impôts sur les bénéfices

Le taux d'imposition réel pour le premier trimestre de 2006 s'est établi à 36,6 %, contre 34,1 % en 2005. La charge d'impôts exigibles s'est chiffrée à 331 M\$ pour le premier trimestre de 2006, en regard de 211 M\$ pour la même période en 2005. Cette hausse s'explique par l'augmentation du bénéfice imposable.

De plus amples informations sur le taux d'imposition réel d'EnCana sont données à la note 8 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Les impôts sur les bénéfices font l'objet d'un calcul annuel, et le taux d'imposition réel 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, exigible ou futur. Plusieurs catégories d'éléments répondent à ce critère, notamment :

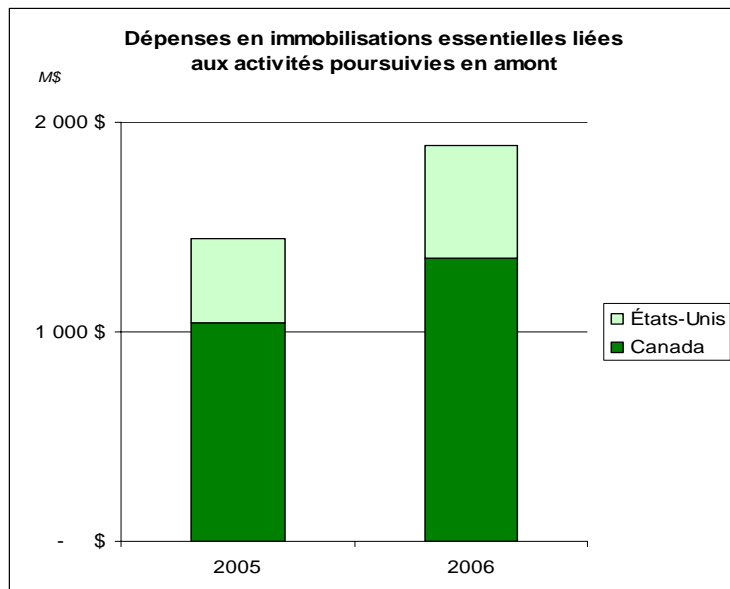
- l'incidence des cessions de biens lorsque la valeur fiscale de l'actif vendu diffère de la valeur comptable;
- les ajustements pour tenir compte des modifications apportées aux lois qui ont une incidence prospective sur les obligations fiscales futures;
- la moitié non imposable (non déductible) des 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 les traitements fiscal et comptable sont différents.

Les activités d'EnCana sont complexes. De plus, 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 en général l'objet d'un examen à tout moment. La société estime que la charge d'impôts est appropriée.

## Dépenses en immobilisations

### Sommaire des investissements en capitaux

(en M\$)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
Activités en amont	1 904 \$	1 457 \$
Optimisation des marchés	29	34
Activités non sectorielles	13	6
Total des dépenses en immobilisations essentielles	1 946 \$	1 497 \$
Acquisitions	15	12
Cessions	(255)	(53)
Activités abandonnées	(1 343)	57
Investissements en capitaux, montant net	363 \$	1 513 \$



Les dépenses en immobilisations d'EnCana ont été financées au moyen des flux de trésorerie, du produit de la cession en excédent des montants versés pour le rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA et du remboursement de la dette à long terme.

#### Dépenses en immobilisations liées aux activités en amont

Les dépenses en immobilisations pour le premier trimestre de 2006 visent surtout les programmes de forage dans les zones de ressources en Amérique du Nord. Les dépenses en immobilisation pour le gaz naturel visent surtout la mise en valeur continue des principales zones de ressources de la société de Greater Sierra, de Cutbank Ridge, de Bighorn, de CoalBed Methane et de Shallow Gas, au Canada, et de Jonah, de Piceance, d'East Texas et de Fort Worth, aux États-Unis. Les dépenses en immobilisations pour le pétrole brut visent surtout le prolongement des projets DGMV à Foster Creek et Christina Lake.

L'augmentation de 0,4 G\$ des dépenses en immobilisations essentielles liées aux activités en amont a pour le premier trimestre de 2006, en regard de celle de la même période de 2005, est attribuable principalement à ce qui suit :

- Les dépenses en immobilisations pour les activités essentielles au Canada se sont accrues de 0,3 G\$ pour s'établir à 1,3 G\$, y compris une somme approximative de 64 M\$ liée à la fluctuation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, ainsi qu'aux facteurs suivants :
  - le fait qu'EnCana a réussi à mener à terme son programme prévu pour l'hiver 2006 avec un minimum d'interruptions liées aux intempéries comparativement à la même période de 2005, marquée par des températures extrêmement froides en janvier et par une débâcle hâtive au printemps, lesquelles avaient mis un frein au programme d'immobilisations;
  - les coûts de forage et de complétion ont augmenté de quelque 150 M\$ en 2006 en raison de la hausse des frais des activités de soutien par suite de l'intensification de l'activité industrielle;
  - les coûts des activités de soutien aux installations ont progressé de 150 M\$ en 2006, surtout à cause des dépenses liées à l'agrandissement de Foster Creek, et à des activités accrues de raccordement des puits;
- En 2006, les dépenses en immobilisations essentielles pour les activités aux États-Unis ont augmenté de 0,1 G\$ pour atteindre 0,5 G\$. Cette hausse s'explique principalement par les coûts plus élevés de forage et de complétion à Fort Worth, attribuables à la mise en valeur de la zone de Barnett Shale, par l'activité accrue à Jonah du fait de la réception de l'approbation, par le Bureau of Land Management Record of Decision, de la poursuite de la mise en valeur du champ, et par le forage de plusieurs puits de gaz à grande profondeur dans la zone de Deep Bossier dans l'est du Texas.

### Dépenses en immobilisations du secteur de l'optimisation des marchés

Les dépenses en immobilisations du premier trimestre de 2006 concernent principalement les activités de parachèvement des travaux pour le pipeline Entrega entreprises avant la vente conclue en février 2006.

### 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 pour le premier trimestre de 2006 comprend l'achat de terrains pour construire le complexe de bureaux de Calgary.

### Acquisitions, cessions et activités abandonnées

Les acquisitions portent sur des biens secondaires acquis en 2006 et en 2005, tandis que les cessions comprennent la vente du pipeline Entrega, au Colorado, en 2006, et la cession de biens secondaires en 2005.

Les activités abandonnées comprennent la cession, en 2006, des actifs d'EnCana en Équateur (voir la section « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion).

### Activités abandonnées

Les activités abandonnées qui figurent dans les états financiers consolidés intermédiaires comprennent :

- l'Équateur;
- les activités médianes;

Le bénéfice net qu'EnCana a tiré des activités abandonnées s'est élevé à 2 M\$ pour le premier trimestre de 2006 contre 117 M\$ en 2005, et comprend des pertes de 1 M\$ après impôts réalisées sur les couvertures financières et des gains de 15 M\$ après impôts non réalisés sur les couvertures financières.

### Équateur

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
Volume des ventes		
Pétrole brut ( <i>barils</i> <i>par jour</i> )	50 150	72 487
(en M\$)		
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées	(47) \$ <sup>1)</sup>	80 \$
Investissements en capitaux	(1 345) <sup>2)</sup>	47

<sup>1)</sup> La perte nette constatée en 2006 résulte de la vente tandis que le bénéfice net enregistré en 2005 résulte des activités.

<sup>2)</sup> En 2006, les investissements en capitaux comprennent le produit de cession net de 1,4 G\$.

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

Le 28 février 2006, EnCana a réalisé la vente de ses participations dans des activités en Équateur pour une contrepartie de 1,4 G\$, sous réserve d'un état des rajustements final, qui devrait être reçu au cours du deuxième trimestre. La perte de 47 M\$ sur la vente des participations en Équateur s'explique par des droits de mutation de propriété additionnels prévus et par une augmentation de la perte de change, enregistrée au moment de la vente, liée à des placements détenus au Canada.

La production du premier trimestre de 2006 a atteint en moyenne 48 650 b/j, en baisse de 36 % en regard de celle de la période correspondante de 2005. Le volume des ventes du premier trimestre de 2006 a diminué de 31 % pour s'établir à 50 150 b/j en moyenne, principalement en raison de la vente des activités en Équateur conclue le 28 février 2006.

### Activités médianes

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
<i>(en M\$)</i>		
Résultat net des activités abandonnées	50 \$	37 \$
Investissements en capitaux	2	11

En 2006, le bénéfice net des activités médianes abandonnées est principalement attribuable aux activités de stockage du gaz naturel. En 2005, le bénéfice net des activités médianes comprenait aussi les activités de traitement de liquides de gaz naturel, vendues à la fin de l'exercice. Conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la charge d'amortissement et d'épuisement au titre des activités de stockage de gaz naturel n'a pas été comptabilisée dans l'état consolidé des résultats pour les activités abandonnées.

Le 6 mars 2006, EnCana a annoncé la conclusion d'une entente visant la vente de ses participations dans des activités de stockage du gaz naturel pour une contrepartie d'environ 1,5 G\$. La vente à un exploitant unique est sous réserve de conditions de clôture et de l'approbation des organismes de réglementation, et devrait être effectuée en deux étapes. La première étape devrait être finalisée au cours du deuxième trimestre de 2006 et elle devrait générer un produit de 1,3 G\$, et la deuxième étape devrait être finalisée une fois l'approbation reçue des organismes de réglementation californiens.

### Liquidités et ressources en capital

#### Activités d'exploitation

<i>(en M\$)</i>	Trimestres terminés les 31 mars		Exercice terminé
	2006	2005	2005
Flux de trésorerie nets liés aux			
Activités d'exploitation	2 297 \$	1 918 \$	7 430 \$
Activités d'investissement	(197)	(1 349)	(4 520)
Activités de financement	(1 881)	(739)	(3 396)
Déduire le gain (la perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	-	(1)	2
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	219	(169)	(488)

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont établis à 1 579 M\$ pour le premier trimestre de 2006, en hausse de 332 M\$ sur ceux du trimestre correspondant de 2005. La progression des flux de trésorerie en 2006 est surtout attribuable à la hausse des produits découlant du raffermissement du prix des marchandises et du volume des ventes, contrebalancée en partie par l'accroissement des charges. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies composent la majorité des flux de trésorerie d'EnCana provenant des activités d'exploitation.

### Activités d'investissement

Des flux de trésorerie nets de 197 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement au cours du premier trimestre de 2006, soit une diminution de 1 152 M\$ en regard de ceux du trimestre correspondant de 2005. Cette diminution est en grande partie attribuable aux produits découlant de la vente des activités abandonnées en Équateur. Les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, se sont accrues de 452 M\$ en 2006.

### Activités de financement

Pour le premier trimestre de 2006, le total et l'encours de la dette à long terme ont diminué de 884 M\$ pour s'établir à 5 892 M\$ contre 6 776 M\$ à la fin de 2005. La dette nette d'EnCana, ajustée pour tenir compte du fonds de roulement, s'élevait à 5 883 M\$ au 31 mars 2006 en regard de 7 970 M\$ au 31 décembre 2005. Au cours du premier trimestre de 2006, EnCana a racheté 21,3 millions de ses actions ordinaires pour une contrepartie totale de 978 M\$. Au 31 mars 2006, le fonds de roulement négatif s'établissait à 64 M\$ contre un fonds de roulement négatif de 1 267 M\$ au 31 décembre 2005.

Au 31 mars 2006, EnCana disposait de facilités de crédit bancaire engagées inutilisées de 3,8 G\$ et avait déposé, sans les utiliser, des prospectus préalables l'autorisant à émettre des titres jusqu'à concurrence de 3,4 G\$.

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

### Ratios financiers

	<b>31 mars 2006</b>	31 décembre 2005
Dette nette aux capitaux permanents	26 %	33 %
Dette nette au BAIIA <sup>1)</sup>	0,6 x	1,1 x

<sup>1)</sup> 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, le montant net des intérêts, la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ainsi que l'amortissement et l'épuisement.

Le ratio de la dette nette aux capitaux propres et celui de la dette nette au BAIIA sont utilisés par la direction de la société pour gérer sa dette globale et comme mesure de sa santé financière.

### Données sur les actions en circulation

(en millions)	<b>31 mars 2006</b>
En circulation au début de l'exercice	<b>854,9</b>
Émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	<b>2,6</b>
Actions rachetées (offre de rachat dans le cours normal des affaires)	<b>(21,3)</b>
Actions rachetées (droits à la plus-value liés au rendement)	-
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	<b>836,2</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, résultat dilué	<b>864,8</b>

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation au 31 mars 2006.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au 31 mars 2006, 17,9 millions d'options non assorties d'un droit à la plus-value des actions alternatif étaient en cours, dont 14,4 millions pouvaient être exercées.

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

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires dans le cadre de quatre offres de rachat consécutives dans le cours normal des affaires, qui ont débuté en octobre 2002 et peuvent se poursuivre jusqu'au 30 octobre 2006. EnCana est autorisée à racheter pour annulation jusqu'à concurrence d'environ 85,6 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre renouvelée, qui a débuté le 31 octobre 2005 et se terminera au plus tard le 30 octobre 2006. Au 12 avril 2006, EnCana avait racheté 23,3 millions d'actions ordinaires aux termes de cette offre de rachat dans le cours normal des affaires, ce qui laisse 834,4 millions d'actions ordinaires en circulation. Les actionnaires peuvent obtenir sans frais un exemplaire des documents d'offre à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) ou en communiquant avec [investor.relations@encana.com](mailto:investor.relations@encana.com).

EnCana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires à la discrétion du conseil d'administration. Ces dividendes ont totalisé 64 M\$ pour le premier trimestre de 2006 et 44 M\$ pour la même période en 2005. Ces dividendes sont financés au moyen des flux de trésorerie.

#### Offres de rachat dans le cours normal des affaires

(en millions)	Rachats d'actions	
	Trimestres terminés les 31 mars	
	2006	2005
Offre expirant en octobre 2005	-	22,0
Offre expirant en octobre 2006	<u>21,3</u>	<u>-</u>
	<u>21,3</u>	<u>22,0</u>

#### Obligations contractuelles et éventualités

EnCana 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 d'emprunts à long terme d'EnCana qui s'élevaient à 5 892 M\$ au 31 mars 2006, comprennent une tranche de 542 M\$ d'engagements aux termes d'acceptations bancaires, et d'effets de commerce. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen des facilités de crédit renouvelables et des emprunts à terme qui ne sont pas assortis de conditions de remboursement pour l'exercice à venir. Des précisions sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 9 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 31 mars 2006, EnCana demeurait partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 38 Mpi<sup>3</sup>/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 135 Gpi<sup>3</sup> à un prix moyen pondéré de 3,72 \$ par kpi<sup>3</sup>. Au 31 mars 2006, ces opérations représentaient une perte non réalisée de 353 M\$.

### **Arrangements hors bilan**

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

### **Contrats de location**

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

### **Procédures judiciaires**

EnCana est partie à diverses réclamations fondées en droit associées au cours normal des affaires et croit qu'elle s'est dotée d'une provision suffisante pour faire face à ces réclamations.

### **Activités de courtage d'énergie abandonnées**

#### **Californie**

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

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

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

Dans tous les recours collectifs à l'exception de un qui se trouve devant la cour de district des États-Unis et dans la poursuite de Gallo, les décisions qui portent sur la question de savoir si la compétence exclusive de la Federal Energy Regulatory Commission sur le prix du gaz naturel empêche les plaignants de maintenir leurs réclamations sont portées en appel devant la United States Court of Appeals for the Ninth Circuit.

Sans admettre une quelconque responsabilité dans les poursuites, en novembre 2005, WD a convenu de verser 20,5 M\$ pour régler les recours collectifs regroupés devant la San Diego Superior Court sous réserve de la documentation et de l'approbation finales de la San Diego Superior Court. Les personnes qui ont intenté une poursuite à titre individuel ne sont pas parties à ce règlement.



## **New York**

WD est aussi défenderesse dans un recours collectif déposé devant la cour de district des États-Unis à New York. Dans le recours collectif intenté devant les tribunaux de New York, il est prétendu que la manipulation alléguée par les défenderesses des indices du prix du gaz naturel se serait répercutée sur les contrats à terme et les contrats d'options sur gaz naturel négociés sur 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 EnCana Corporation sont encore défenderesses. Sans admettre une quelconque responsabilité dans cette affaire, WD a convenu de verser la somme maximale de 8,2 M\$ en règlement du recours collectif déposé devant les tribunaux de New York sous réserve de la documentation et de l'approbation finales de la cour de district des États-Unis à New York.

Compte tenu des règlements précités, un total de 30 M\$ a été comptabilisé. EnCana Corporation et WD comptent opposer une défense vigoureuse aux réclamations restantes; toutefois, la société ne peut prévoir le dénouement de ces poursuites ou de toute poursuite future entamée 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 comptables et estimations**

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

## **Gestion des risques**

Les résultats d'EnCana sont assujettis aux risques suivants :

- risques financiers (y compris les risques de prix de 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

EnCana gère en partie l'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 et est assujetti 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. EnCana n'utilise pas d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Les détails de ces instruments, y compris les gains ou les pertes non réalisés, au 31 mars 2006, sont donnés à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

EnCana 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 nécessaire pour atteindre les cibles établies en matière de rendement des investissements et les objectifs de croissance, tout en maintenant des ratios financiers prescrits.

Dans le cas d'opérations mettant en cause une production ou des actifs lui appartenant, EnCana a généralement recours aux instruments financiers que constituent les swaps, les tunnels ou les options, lesquels sont conclus avec des institutions financières importantes, des sociétés intégrées du secteur de l'énergie ou des 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, EnCana a conclu des swaps dans le but 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 48 M\$ au 31 mars 2006.

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, et elle a acheté des options d'achat pour permettre une participation à des niveaux de WTI supérieurs, des écarts sur options de vente à trois branches et des options de vente.

### **Devises**

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

EnCana maintient une combinaison de dettes en dollars américains et en dollars canadiens dans le but 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 croisés de devises à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la combinaison dollars américains/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. EnCana a conclu à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen additionnel de gérer la composition du portefeuille d'emprunts taux fixes/taux flottants.

### **Risque de crédit**

EnCana est exposée à des pertes liées au crédit en cas de défaut de l'autre partie à un contrat. Pour gérer le risque de pertes de crédit, des politiques de crédit approuvées par le conseil d'administration régissent le portefeuille de créances de la société et des pratiques en matière de crédit limitent les opérations selon la cote de solvabilité des parties et selon que les opérations sont entièrement garanties. Une partie importante des comptes clients d'EnCana sont des créances sur des clients dans le secteur du pétrole et du gaz naturel.

### **Risque lié à l'exploitation**

EnCana atténue son risque lié à l'exploitation au moyen de 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 identifier les éléments clés de connaissance qui se dégagent, lesquels comprennent souvent des éléments opérationnels qui ont eu une incidence positive ou négative sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont mis au point à l'égard des éléments d'exploitation qui ont une incidence négative sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés dans le plan du projet pour l'exercice considéré. Les résultats de l'évaluation a posteriori sont analysés sur une base annuelle aux fins du programme d'immobilisations d'EnCana et les résultats et les éléments de connaissance cernés sont partagés par toute l'entreprise.

Les projets comprennent un facteur de risque d'entreprise qui a pour but de 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 à l'égard 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 ils peuvent être appliqués à 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**

EnCana gère ces risques en appliquant des politiques et des normes conformes à la réglementation gouvernementale et aux normes de l'industrie, ou supérieures à cette réglementation et à ces normes. La société dispose également d'un système qui lui permet d'identifier, d'évaluer et de contrôler les risques liés à la sécurité et à l'environnement et qui prévoit que des rapports réguliers doivent être 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 rapport sur les activités quotidiennes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations, ont pour but de 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 et de régénération dans le but de restaurer l'intégrité de l'environnement.

EnCana gère les risques liés à la sécurité au moyen d'un programme de sécurité visant à assurer que le personnel et les actifs d'EnCana sont bien protégés. 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 ainsi qu'une ligne d'assistance sur l'intégrité pour recueillir les inquiétudes concernant les activités d'EnCana.

### **Changement climatique**

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 s'écoulant entre 2008 et 2012. À l'heure actuelle, il n'y a pas d'orientation claire postérieure à 2012. Le précédent gouvernement fédéral a publié le 13 avril 2005 un cadre de travail présentant les grandes lignes de son plan d'action sur les changements climatiques. Le plan, tel qu'il a été publié, contient peu de détails techniques concernant la mise en œuvre de la stratégie du gouvernement en matière de réduction des gaz à effet de serre.

Compte tenu du changement récent de gouvernement fédéral, EnCana n'est pas en mesure de prédire 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. Cependant, un avis du 16 juillet 2005 de la *Gazette du Canada* a traité en partie de l'incertitude associée à un règlement sur les gaz à effet de serre pour les installations existantes en prévoyant pour le secteur pétrolier et gazier des limites sur les coûts (un mécanisme d'assurance de prix de 15 \$ CA la tonne pour la conformité) et des cibles de réduction des émissions qui ne dépasseront pas 12 % des niveaux du statu quo des émissions totales prévues d'un secteur donné. Il y est aussi décrit un engagement envers des cibles basées sur les « meilleures techniques d'application rentable » pour les nouvelles installations. Compte tenu de ces engagements et de l'activité d'EnCana à la séquestration géologique du CO<sub>2</sub>, nous ne croyons pas que les plans du gouvernement sur les changements climatiques auront une conséquence financière importante sur les activités ou les plans de croissance futurs de la société.

EnCana, par l'intermédiaire de l'Association canadienne des producteurs pétroliers continuera de travailler de concert avec les gouvernements fédéral et albertain à la mise au point d'une méthode susceptible de traiter des questions liées aux changements climatiques qui saura protéger la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif que représentera la conformité et soutenir la poursuite des investissements dans le secteur.

EnCana s'engage à être transparente avec ses parties prenantes et les tiendra informées de l'effet de ces questions sur ses activités. De plus amples détails sur les émissions de gaz à effet de serre d'EnCana seront présentés dans le rapport sur la responsabilité de la société qui sera publié au cours du deuxième trimestre de 2006. Ce rapport pourra être consulté à [www.encana.com](http://www.encana.com).

### **Risques liés à la réputation**

EnCana adopte une attitude proactive en ce qui concerne l'identification et la gestion de faits qui ont 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 l'identification 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 identifiés 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 capacité de production de gaz naturel dans les zones de ressources non traditionnelles en Amérique du Nord.

EnCana continuera également d'investir dans la mise en valeur de sables bitumineux in situ de haute qualité et d'évaluer des possibilités de commercialisation qui favoriseront leur plus grande mise en valeur.

Il est prévu que la volatilité des prix du pétrole brut se poursuivra en 2006 en raison des incertitudes des marchés quant à l'offre et aux perturbations du raffinage sur la côte du golfe du Mexique, de la croissance continue de la demande en Chine, des mesures prises par l'OPEP, de la destruction de la demande par suite des prix élevés de l'énergie et de l'état de l'économie mondiale.

Le prix du gaz naturel est surtout dicté par l'offre et la demande nord-américaines, les conditions climatiques s'avérant le facteur clé à court terme. Selon EnCana, l'offre nord-américaine de gaz classique a atteint un sommet au cours des deux derniers exercices et les zones de ressources non conventionnelles peuvent contrebalancer au moins en partie les baisses de production de gaz classique. Les questions d'accès au territoire et de réglementation mettent à rude épreuve la capacité de l'industrie de réagir au resserrement de l'offre de gaz en Amérique du Nord.

La société prévoit financer son programme d'immobilisations essentielles en 2006 au moyen de ses flux de trésorerie.

Le produit tiré de la vente de biens non essentiels devrait être affecté à la réduction de la dette et à l'achat d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'OPRA de la société.

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 du change.

### **Mise en garde**

#### **Énoncés prospectifs**

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'EnCana de l'information sur la société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'EnCana et de ses filiales, certains énoncés du présent rapport de gestion constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), selon le sens donné à l'expression « safe harbour » (règles refuge) dans les dispositions d'exonération de la loi des États-Unis applicable. 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 touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non conventionnelles et de la mise en valeur des sables bitumineux par récupération in situ; le volume de production projeté en 2006 pour le gaz naturel, le pétrole brut et les LGN au Canada et aux États-Unis; les projections relatives à la volatilité du prix du

pétrole brut en 2006 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les budgets d'immobilisations prévus pour 2006 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 affaires; la défense opposée par la société dans les poursuites intentées contre elle; l'incidence de l'accord de Kyoto sur les charges d'exploitation; la justesse de la charge d'impôts prévue par la société; les plans de la société de se départir de ses activités de stockage du gaz naturel ainsi que de certaines activités au large des côtes du Brésil; et les projections sur l'utilisation des produits qui en seront tirés, y compris le remboursement de la dette et les rachats dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires; les projections concernant le fait que le programme d'acceptations bancaires et d'effets de commerce de la société continuera d'être financé intégralement par les facilités de crédit et les prêts à terme engagés et les projections liées aux réserves conventionnelles de gaz naturel en Amérique du Nord, et à la capacité des zones de ressources non conventionnelles de contrebalancer en partie les baisses futures de la production de gaz classique. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la société pour des périodes futures 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 et les hypothèses sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur l'orientation actuelle d'EnCana; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société et de ses filiales, y compris les risques de crédit; l'imprécision des estimations des réserves et des quantités de pétrole, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et 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 dégager 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; 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 soient 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, sauf lorsque les lois l'exigent, 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, 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 »). 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 (« Mpi<sup>3</sup>e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi<sup>3</sup>e ») à raison de un baril pour six milliers de pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> »). 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 Mpi<sup>3</sup>e, kpi<sup>3</sup>e, bep, kbep et Mbep peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont utilisées seules. Le ratio de conversion de un baril pour six kpi<sup>3</sup> est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence valable à la tête du puits.

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

EnCana utilise les termes « zone de ressources », « récupération totale estimative » et « ressources potentielles non comptabilisées ». EnCana emploie le terme « zone des ressources » pour décrire un gisement d'hydrocarbures qu'elle sait exister sur une vaste étendue aréale ou le long d'une coupe verticale épaisse, qui, comparativement à une zone classique, présente habituellement un risque plus faible sur le plan géologique ou commercial et un taux moyen d'amenuisement plus faible. EnCana emploie le terme « 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. Le terme « ressources potentielles non comptabilisées » est utilisé par EnCana pour désigner les quantités de pétrole et de gaz présentes dans les terrains miniers existants qui ne sont pas encore classées dans les réserves prouvées, mais dont EnCana estime qu'elles peuvent être ajoutées aux réserves prouvées et faire l'objet de production à l'avenir. EnCana recourt à une approche pondérée en fonction des probabilités pour calculer ces quantités, dont les distributions statistiques de potentiel des zones de ressources et de l'étendue aréale. Par conséquent, les ressources potentielles non comptabilisées comprennent nécessairement des quantités de réserves probables et possibles et des ressources éventuelles, selon la définition qui en est donnée dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*.

### **Devises, mesures non confirmées aux PCGR et définition d'EnCana**

Toute l'information contenue dans ce rapport de gestion et dans les états financiers consolidés intermédiaires, ainsi que dans les données comparatives, est présentée en dollars américains, déduction faite des redevances, sauf indication contraire. Les ventes prévisionnelles reflètent le point médian des prévisions actuelles, après déduction des redevances. Dans ses prévisions actuelles, la société utilise un taux de change hypothétique de 0,85 \$ US pour 1,00 \$ CA.

### **Mesures non conformes aux PCGR**

Certaines mesures indiquées dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie des activités poursuivies, les flux de trésorerie, les flux de trésorerie par action dilués, le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation par action dilué, le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies et le BAIIA ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada ») et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En conséquence, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans ce rapport en vue de fournir aux actionnaires et aux investisseurs potentiels des informations supplémentaires relatives aux liquidités de la société ainsi qu'à sa capacité de dégager 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 ce rapport de gestion peuvent, selon le cas, s'entendre uniquement d'EnCana Corporation ou comprendre également toute entité pertinente qui serait une filiale directe ou indirecte ou une société de personnes (globalement, les « filiales ») d'EnCana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

### **Renseignements supplémentaires**

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires concernant EnCana Corporation dans les documents publics de la société à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur le site Web de la société à [www.encana.com](http://www.encana.com).