

ENCANA CORPORATION

30 JUIN 2005
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 ») de la période terminée le 30 juin 2005 et les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2004. 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 présentés en dollars américains (sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont exprimés 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. Le présent rapport de gestion est en date du 27 juillet 2005.

RÉSUMÉ DES PRINCIPALES RUBRIQUES

	<u>Page</u>
Résumé des principaux événements et des résultats financiers	2
Survol	3
Contexte commercial	3
Acquisitions et dessaisissements	5
Résultats financiers consolidés	6
Activités en amont	12
Activités médianes et optimisation des marchés	22
Activités non sectorielles	24
Dépenses en immobilisations	26
Activités abandonnées	27
Liquidités et ressources en capital	29
Données sur les actions en circulation	31
Obligations contractuelles et éventualités	32
Conventions et estimations comptables	33
Gestion des risques	34
Perspectives	37
Mise en garde	37

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

RÉSUMÉ DES PRINCIPAUX ÉVÉNEMENTS ET DES RÉSULTATS FINANCIERS

Les principaux événements qui ont marqué le deuxième trimestre de 2005 sont présentés ci-après:

- Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont établis à 1 512 M\$, en hausse de 48 % sur ceux de 1 021 M\$ du trimestre correspondant de 2004.
- Le bénéfice net des activités poursuivies a crû de 197 %, passant de 265 M\$ pour le deuxième trimestre de 2004 à 786 M\$ pour le trimestre à l'étude.
- Le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies est passé à 623 M\$, soit une augmentation de 72 % en regard des 362 M\$ du deuxième trimestre de 2004.
- Le volume des ventes provenant des activités poursuivies s'est accru de 3 %, s'élevant à 4 155 millions de pieds cubes d'équivalents par jour (« Mpi³e/j »), y compris 3 212 Mpi³/j de gaz naturel et 157 108 barils par jour (« b/j ») de liquides de gaz naturel.
- Les prix de vente moyens, compte non tenu des opérations de couverture, se sont accrus de 17 % pour le gaz naturel d'Amérique du Nord et de 16 % pour les liquides de gaz naturel d'Amérique du Nord en regard de ceux du deuxième trimestre de 2004.
- EnCana a vendu ses actifs du golfe du Mexique pour un produit net, après impôts et autres ajustements, de quelque 1,5 G\$ et elle a vendu certains actifs canadiens liés au gaz et au pétrole conventionnels pour un produit avant ajustements de 326 M\$.
- EnCana a comptabilisé des pertes de couverture du prix des marchandises matérialisées provenant des activités poursuivies de 71 M\$ après impôts et des gains de couverture du prix des marchandises non matérialisés de 201 M\$ après impôts.

Les principaux événements qui ont marqué l'exercice 2005 à ce jour sont présentés ci-après:

- Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont établis à 2 820 M\$, en hausse de 47 % sur ceux de 1 917 M\$ de la période correspondante de 2004.
- Le bénéfice net des activités poursuivies a crû de 12 %, passant de 591 M\$ en 2004 à 661 M\$ en 2005.
- Le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies est passé à 1 141 M\$, soit une augmentation de 38 % en regard des 824 M\$ de la période correspondante de 2004.
- Le volume des ventes provenant des activités poursuivies s'est accru de 7 %, s'élevant à 4 122 Mpi³e/j, y compris 3 179 Mpi³/j de gaz naturel et 157 145 b/j de liquides de gaz naturel.
- Les prix de vente moyens, compte non tenu des opérations de couverture, ont augmenté de 14 % pour le gaz naturel d'Amérique du Nord et de 17 % pour les liquides de gaz naturel de la même région.

- EnCana a vendu ses actifs du golfe du Mexique pour un produit, après impôts et autres ajustements, de quelque 1,5 G\$ et elle a vendu certains actifs canadiens liés au gaz et au pétrole conventionnels pour un produit avant ajustements de 326 M\$.
- EnCana a comptabilisé des pertes de couverture du prix des marchandises matérialisées provenant des activités poursuivies de 81 M\$ après impôts et des pertes de couverture du prix des marchandises non matérialisées de 427 M\$ après impôts.
- Dans le cadre de son offre (« offre ») publique de rachat dans le cours normal des activités, EnCana a racheté environ 45 millions d'actions pour un coût total de 1 472 M\$.

SURVOL

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

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

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

CONTEXTE COMMERCIAL

GAZ NATUREL

La crainte qu'un été chaud fasse augmenter la demande de gaz pour la production d'énergie et le maintien du prix élevé du pétrole brut ont fait que le prix moyen du gaz coté à la NYMEX a atteint un sommet historique.

Le cours moyen élevé du gaz AECO observé au cours du deuxième trimestre de 2005 comparativement à la période correspondante de 2004 peut s'expliquer par l'augmentation des prix NYMEX et par la diminution de l'écart AECO/NYMEX au deuxième trimestre de 2005 par rapport au trimestre correspondant de 2004.

Prix de référence du gaz naturel (moyenne de la période)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin			exercice terminé
	2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2004
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	7,37 \$	8 %	6,80 \$	7,03 \$	5 %	6,71 \$	6,79 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	6,73	12 %	5,99	6,50	11 %	5,84	6,14
Prix Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	6,00	19 %	5,04	5,77	16 %	4,99	5,23
Écart AECO/NYMEX (\$/Mbtu)	0,78	(19) %	0,96	0,82	(1) %	0,83	0,91
Écart Rocheuses/ NYMEX (\$/Mbtu)	0,73	(23) %	0,95	0,73	(14) %	0,85	0,91

PÉTROLE BRUT

Le prix West Texas Intermediate (« WTI ») du pétrole brut a été beaucoup plus élevé au cours du deuxième trimestre de 2005 que pendant la période correspondante de 2004. Cette situation s'explique par la croissance soutenue de la demande mondiale de pétrole, par les craintes suscitées par la faible capacité excédentaire de production à l'échelle mondiale et par la prévision d'un resserrement de l'offre et de la demande au quatrième trimestre de 2005. Les écarts entre les prix du lourd au Canada se sont considérablement accentués par rapport à 2004 en raison de la hausse du prix du WTI et de l'écart plus important entre le léger et le lourd provenant de la côte américaine du golfe du Mexique, comme en témoigne l'accroissement de l'écart Maya, qui est la valeur de référence du brut lourd en Amérique du Nord. La concurrence plus grande du brut/brut lourd canadien a aussi contribué à l'élargissement des écarts du pétrole lourd canadien. Le prix moyen du pétrole de Bow River pour le deuxième trimestre de 2005 représentait 62 % du prix du WTI, contre 71 % pour le deuxième trimestre de 2004.

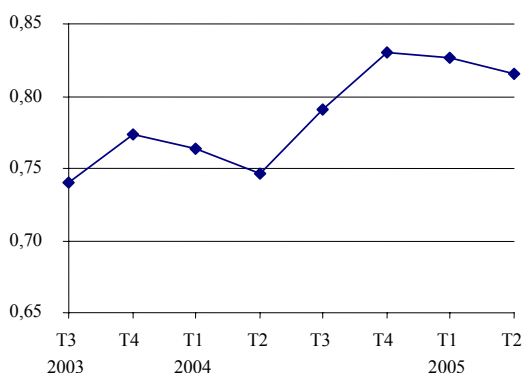
Exprimé sous forme de pourcentage du prix du WTI, l'écart WTI/NAPO pour le deuxième trimestre de 2005 est demeuré relativement inchangé par rapport à la même période de 2004, malgré un élargissement des écarts entre le pétrole lourd et le pétrole léger sur la côte américaine du golfe du Mexique. Cette situation s'explique principalement par l'amélioration de la situation du raffinage du brut NAPO, qui a donné lieu à de meilleurs prix.

Prix de référence du pétrole brut (moyenne de la période \$/b)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin			Exercice terminé
	2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2004
WTI	53,22 \$	39 %	38,28 \$	51,66 \$	40 %	36,78 \$	41,47 \$
Écart WTI/Maya	13,17	51 %	8,71	15,20	69 %	8,99	11,58
Écart WTI/Bow River	20,17	83 %	11,02	19,34	93 %	10,03	12,82
Écart WTI/OCP NAPO (Équateur)	15,82	30 %	12,17	16,50	39 %	11,91	14,33

TAUX DE CHANGE DU DOLLAR AMÉRICAIN PAR RAPPORT AU DOLLAR CANADIEN

Le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien au 30 juin 2005, soit 0,816 \$ US pour 1 \$ CA, a augmenté de 9 % par rapport au taux de 0,746 \$ du 30 juin 2004. Le taux de juin 2005 est d'environ 2 % inférieur à celui de 0,831 \$ qui avait cours à la fin de l'exercice 2004.

Taux de change du dollar US/CAN – fin de la période



	Trimestre terminé le 30 juin 2005	Semestre terminé le 30 juin 2005	Exercice terminé 2004
Taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien	0,804 \$	0,810 \$	0,768 \$
Taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien de l'exercice précédent	0,736 \$	0,747 \$	0,716 \$
Coûts américains additionnels engagés pour chaque tranche de 100 \$ CA dépensés au titre des immobilisations, des charges d'exploitation et des frais d'administration par rapport à l'exercice précédent	6,80 \$	6,30 \$	5,20 \$

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

ACQUISITIONS ET DESSAISISSEMENTS

Au cours du deuxième trimestre, EnCana a conclu deux opérations importantes :

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

Le produit de ces dessaisissements a servi essentiellement à la réduction de la dette et à l'achat d'actions d'EnCana.

EnCana compte toujours se départir de ses activités d'extraction de LGN et de stockage de gaz naturel ainsi que de ses activités en Équateur.

RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Sommaire des données financières consolidées (en millions de dollars, sauf les données par action ¹⁾)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin			Exercice terminé
	2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2004
Flux de trésorerie ²⁾	1 572 \$	39 %	1 131 \$	2 985 \$	40 %	2 126 \$	4 980 \$
- par action, dilués	1,76	45 %	1,21	3,31	45 %	2,28	5,32
Bénéfice net	839	236 %	250	794	47 %	540	3 513
- par action, de base	0,96	256 %	0,27	0,90	53 %	0,59	3,82
- par action, dilué	0,94	248 %	0,27	0,88	52 %	0,58	3,75
Bénéfice d'exploitation ³⁾	655	73 %	379	1 266	50 %	844	1 976
- par action, dilué	0,73	78 %	0,41	1,41	57 %	0,90	2,11
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ²⁾	1 512	48 %	1 021	2 820	47 %	1 917	4 605
Bénéfice net des activités poursuivies	786	197 %	265	661	12 %	591	2 211
par action, de base	0,90	210 %	0,29	0,75	17 %	0,64	2,40
par action, dilué	0,88	214 %	0,28	0,73	16 %	0,63	2,36
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ³⁾	623	72 %	362	1 141	38 %	824	1 989
Produits, déduction faite des redevances	3 581	40 %	2 552	6 242	18 %	5 282	11 810

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

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

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

**Sommaire des données
trimestrielles**

(en millions de dollars, sauf les
données par action¹⁾)

	2005		2004				2003	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie ²⁾	1 572	\$ 1 413	\$ 1 491	\$ 1 363	\$ 1 131	\$ 995	\$ 1 254	\$ 977
- par action, dilués	1,76	1,55	1,60	1,46	1,21	1,07	1,35	1,02
Bénéfice net (perte)	839	(45)	2 580	393	250	290	426	290
- par action, de base	0,96	(0,05)	2,81	0,43	0,27	0,31	0,46	0,31
- par action, dilué	0,94	(0,05)	2,77	0,42	0,27	0,31	0,46	0,31
Bénéfice d'exploitation ³⁾	655	611	573	559	379	465	316	278
- par action, dilué	0,73	0,67	0,62	0,60	0,41	0,50	0,34	0,29
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ²⁾	1 512	1 308	1 429	1 259	1 021	896	1 103	918
Bénéfice net (perte) des activités poursuivies	786	(125)	1 188	432	265	326	447	266
- par action, de base	0,90	(0,14)	1,29	0,47	0,29	0,35	0,49	0,28
- par action, dilué	0,88	(0,14)	1,28	0,46	0,28	0,35	0,48	0,28
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ³⁾	623	518	612	553	362	462	337	254
Produits, déduction faite des redevances	3 581	2 661	4 208	2 320	2 552	2 730	2 639	2 190

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

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

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

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'EnCana se sont établis à 1 572 M\$ pour le deuxième trimestre de 2005, soit une augmentation de 441 M\$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2004. Cette augmentation est attribuable à la hausse du prix des marchandises au deuxième trimestre de 2005 et à la baisse des pertes de couverture matérialisées. Les activités abandonnées d'EnCana ont contribué 60 M\$ aux flux de trésorerie du trimestre à l'étude, contre 110 M\$ pour la période correspondante de 2004.

Pour le deuxième trimestre de 2005, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana ont atteint 1 512 M\$, en hausse de 491 M\$ sur ceux de la période correspondante de 2004, grâce aux éléments importants suivants :

- le volume des ventes de gaz naturel a fait un bond de 7 %, s'établissant à 3 212 Mpi³/j;
- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 6,25 \$ par kpi³ pour le deuxième trimestre de 2005 contre 5,34 \$ par kpi³ pour le trimestre correspondant de 2004, soit une hausse de 17 %;

- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 31,80 \$ le baril au deuxième trimestre de 2005, contre 27,43 \$ le baril pour le deuxième trimestre de 2004, en hausse de 16 %;
- les pertes matérialisées de couverture du prix des marchandises comprises dans les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont totalisé 71 M\$ après impôts pour le deuxième trimestre de 2005, en regard de 134 M\$ après impôts pour la période correspondante de 2004;
- la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles, déduction faite des impôts sur la vente d'actifs, s'est élevée à 83 M\$ pour le trimestre à l'étude, contre 183 M\$ pour le trimestre correspondant de 2004.

Pour l'exercice 2005 à ce jour, les flux de trésorerie d'EnCana se sont chiffrés à 2 985 M\$, ce qui constitue une progression de 859 M\$ comparativement à ceux de la période correspondante de 2004. Cette progression est le résultat de l'effet net qu'ont eu la croissance de 2 % du volume des ventes de la société, l'augmentation des prix pendant le premier semestre de 2005 et la diminution des pertes matérialisées de couverture. Les activités abandonnées d'EnCana ont contribué 165 M\$ aux flux de trésorerie en 2005, en regard de 209 M\$ en 2004.

Pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana ont atteint 2 820 M\$, en hausse de 903 M\$ sur ceux de la période correspondante de 2004, et ce, grâce aux éléments importants suivants :

- le volume des ventes de gaz naturel a grimpé de 12 %, s'établissant à 3 179 Mpi³/j;
- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 6,03 \$ par kpi³ pour l'exercice 2005 à ce jour, contre 5,30 \$ par kpi³ pour la période correspondante de 2004, soit une hausse de 14 %;
- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 30,79 \$ le baril pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, contre 26,42 \$ le baril pour la période correspondante de 2004, en hausse de 17 %;
- les pertes matérialisées de couverture du prix des marchandises comprises dans les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont totalisé 81 M\$ après impôts pour l'exercice 2005 à ce jour, en regard de 194 M\$ après impôts pour la période correspondante de 2004;
- la charge d'impôts sur les bénéfices exigibles, déduction faite des impôts sur la vente d'actifs, s'est élevée à 308 M\$ pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, contre 408 M\$ pour la période correspondante de 2004.

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

BÉNÉFICE NET

Pour le deuxième trimestre de 2005, le bénéfice net d'EnCana s'est élevé à 839 M\$, contre 250 M\$ pour la période correspondante de 2004. Quant au bénéfice net des activités poursuivies du trimestre à l'étude, il s'est élevé à 786 M\$, ce qui constitue un bond de 521 M\$ sur celui de la période correspondante de 2004. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies du deuxième trimestre dont il a été question précédemment, les faits marquants sont les suivants :

- des gains non matérialisés, établis à la valeur du marché, de 201 M\$ après impôts pour le deuxième trimestre de 2005, par rapport à une perte de 72 M\$ pour la période correspondante de 2004;
- une perte non matérialisée après impôts de 38 M\$ sur la dette canadienne libellée en dollars américains pour le trimestre à l'étude, contre une perte de 25 M\$ pour le deuxième trimestre de 2004.

Pour l'exercice 2005 à ce jour, le bénéfice net d'EnCana s'est élevé à 794 M\$, contre 540 M\$ pour la période correspondante de 2004. Quant au bénéfice net des activités poursuivies de l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, il s'est élevé à 661 M\$, ce qui constitue une progression de 70 M\$ sur celui de la période correspondante de 2004. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies de l'exercice 2005 à ce jour dont il a été question précédemment, les faits marquants sont les suivants :

- des pertes non matérialisées, établies à la valeur du marché, de 427 M\$ après impôts pour l'exercice 2005 à ce jour, contre 285 M\$ pour la période correspondante de 2004;
- une augmentation de 205 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement résultant d'un accroissement du volume des ventes, les conséquences de l'appréciation du dollar canadien et la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement découlant du taux de change, l'acquisition de Tom Brown, Inc. (« TBI ») en mai 2004 et l'accroissement des frais de mise en valeur futurs;
- un gain de 109 M\$ attribuable à une modification des taux d'imposition a été comptabilisé en 2004, sans montant correspondant jusqu'à maintenant en 2005;
- une perte non matérialisée après impôts de 53 M\$ sur la dette canadienne libellée en dollars américains pour l'exercice 2005 à ce jour, contre une perte de 57 M\$ pour la période correspondante de 2004.

Rapprochement du résultat net des activités poursuivies entre 2004 et 2005

(en millions de dollars)

Bénéfice net des activités poursuivies du premier semestre de 2004	591	\$
Prix en amont	488	¹⁾
Volume en amont	309	
Perte matérialisée sur contrats financiers	164	
Gain à la cession	(35)	
Perte de change	(73)	
Impôts sur les bénéfices	(158)	
Charges des activités en amont	(158)	
Charges d'amortissement et d'épuisement	(205)	
Ajustement non matérialisé de la juste valeur sur contrats financiers	(230)	
Autres	(32)	
Bénéfice net des activités poursuivies de l'exercice 2005 à ce jour	661	\$

¹⁾ Ne tient pas compte de l'incidence de la couverture financière en amont.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

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

Sommaire du bénéfice d'exploitation	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin			Exercice terminé
	2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2004
<i>(en millions de dollars)</i>							
Bénéfice net, déjà établi	839	\$ 236	% 250	794	\$ 47	% 540	\$ 3 513
Déduire le gain à l'abandon d'activités	-			-			(1 364)
Ajouter (le gain) la perte comptable non matérialisé, établi à la valeur du marché (après impôts)	(222)		104	419		356	165
Déduire la perte (le gain) de change non matérialisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	38		25	53		57	(229)
Déduire l'économie d'impôts futurs découlant des réductions de taux d'imposition	-		-	-		(109)	(109)
Bénéfice d'exploitation ^{1) 3)}	655	\$ 73	% 379	1 266	\$ 50	% 844	\$ 1 976
<i>(en \$ par action ordinaire, après dilution)</i>							
Bénéfice net, déjà établi	0,94	\$ 248	% 0,27	0,88	\$ 52	% 0,58	\$ 3,75
Déduire le gain à l'abandon d'activités	-			-			(1,46)
Ajouter (le gain) la perte comptable non matérialisé, établi à la valeur du marché (après impôts)	(0,25)		0,11	0,47		0,38	0,18
Déduire la perte (le gain) de change non matérialisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	0,04		0,03	0,06		0,06	(0,24)
Déduire l'économie d'impôts futurs découlant des réductions de taux d'imposition	-		-	-		(0,12)	(0,12)
Bénéfice d'exploitation ^{1) 3)}	0,73	\$ 78	% 0,41	1,41	\$ 57	% 0,90	\$ 2,11

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin				Semestres terminés les 30 juin				Exercice terminé					
	2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2004	2005	Comparaison de 2005 et de 2004		2004	2004					
Bénéfice net des activités poursuivies, déjà établi	786	\$	197	%	265	\$	661	\$	12	%	591	\$	2 211	\$
Ajouter (le gain) la perte comptable non matérialisé, établi à la valeur du marché (après impôts)	(201)				72		427				285		116	
Déduire la perte (le gain) de change non matérialisé à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains (après impôts)	38				25		53				57		(229)	
Déduire l'économie d'impôts futurs découlant des réductions de taux d'imposition	-				-		-				(109)		(109)	
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies^{2) 3)}	623	\$	72	%	362	\$	1 141	\$	38	%	824	\$	1 989	\$

¹⁾ Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à l'abandon d'activités, des effets après impôts non matérialisés de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux d'imposition prévus par la loi.

²⁾ Le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies est une mesure non conforme aux PCGR qui indique le bénéfice net des activités poursuivies, compte non tenu des effets après impôts non matérialisés de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux d'imposition prévus par la loi.

³⁾ Ni les gains ni les pertes non matérialisés n'ont d'effet sur les flux de trésorerie.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

ACTIVITÉS EN AMONT

Résultats financiers des activités poursuivies

Trimestres terminés les 30 juin

(en millions de dollars)

	2005				2004			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	1 785 \$	384 \$	58 \$	2 227 \$	1 387 \$	322 \$	54 \$	1 763 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	83	14	-	97	73	10	-	83
Transport et vente	112	14	-	126	114	15	-	129
Exploitation	170	78	48	296	125	64	48	237
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	1 420 \$	278 \$	10 \$	1 708 \$	1 075 \$	233 \$	6 \$	1 314 \$
Amortissement et épuisement				648				571
Bénéfice des activités en amont				1 060 \$				743 \$

Semestres terminés les 30 juin

(en millions de dollars)

	2005				2004			
	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total	Gaz produit	Pétrole brut et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	3 482 \$	732 \$	119 \$	4 333 \$	2 653 \$	635 \$	104 \$	3 392 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	158	26	-	184	119	18	-	137
Transport et vente	226	31	-	257	220	36	-	256
Exploitation	335	149	104	588	246	137	95	478
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	2 763 \$	526 \$	15 \$	3 304 \$	2 068 \$	444 \$	9 \$	2 521 \$
Amortissement et épuisement				1 308				1 074
Bénéfice des activités en amont				1 996 \$				1 447 \$

Trimestres terminés les 30 juin

Les résultats des activités poursuivies du trimestre terminé le 30 juin 2005, en comparaison avec le trimestre correspondant de 2004, traduisent une augmentation de 3 % ou de 130 Mpi³e/j du volume des ventes. Cette augmentation du volume des ventes s'explique principalement par la croissance interne des zones de ressources en Amérique du Nord et par les répercussions, sur le trimestre, de l'acquisition de TBI survenue en 2004. Ces hausses ont été partiellement contrebalancées par la cession d'actifs secondaires dans la deuxième moitié de 2004.

Les produits, déduction faite des redevances, reflètent l'augmentation du prix de référence du gaz naturel et du pétrole brut (voir la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport) au cours du trimestre, augmentation qui a été contrebalancée par les pertes matérialisées de couverture. Les pertes matérialisées de couverture du prix des marchandises pour le trimestre terminé le 30 juin 2005 se sont établies à 112 M\$, ou 0,30 \$ par kpi³e, en regard de 172 M\$ ou 0,47 \$ par kpi³e pour la période correspondante de 2004.

Les taxes à la production et les impôts miniers en Amérique du Nord ont augmenté de 17 % pour le deuxième trimestre de 2005 en comparaison de la période correspondante de 2004, en raison surtout de la montée du prix du pétrole brut et du gaz naturel et de l'accroissement des volumes aux États-Unis, lequel est en partie attribuable à l'acquisition des propriétés TBI en 2004. Ces facteurs ont toutefois été en partie annulés par le remboursement d'un montant excédentaire de 4 M\$ versé au cours d'une période antérieure. En outre, les taxes à la production et les impôts miniers en 2004 aux États-Unis tiennent compte de l'incidence d'un ajustement des taux en vigueur au Colorado.

Les frais de transport et de vente en Amérique du Nord du deuxième trimestre de 2005 ont relativement peu changé par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2004. Dans l'ensemble, en 2005, les frais ont augmenté du fait que la commercialisation des volumes de gaz pour plusieurs propriétés américaines s'est faite en aval de la tête de puits, alors qu'en 2004 elle s'était faite à la tête du puits. Pour le deuxième trimestre de 2004, les résultats des activités aux États-Unis comprenaient une charge non récurrente de 21 M\$ liée au rachat de contrats physiques avec des tiers.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2005, les charges d'exploitation ont grimpé de 59 M\$ ou de 0,14 \$ par kpi³e pour s'établir à 0,66 \$ par kpi³e, en regard de 0,52 \$ par kpi³e pour le trimestre correspondant de 2004, en raison surtout d'une augmentation du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien en 2005, d'une hausse des charges de rémunération à long terme résultant d'un accroissement du cours des actions d'EnCana, de la montée des coûts découlant de l'intensification des activités dans le secteur et de la progression des impôts fonciers au Canada. N'eût été de l'incidence du taux de change, les charges d'exploitation auraient été portées à 0,62 \$ par kpi³e.

La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 77 M\$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2005 comparativement au deuxième trimestre de 2004 en raison principalement de l'accroissement du volume des ventes, de la hausse du taux d'amortissement et d'épuisement et de l'incidence de l'appréciation du dollar canadien face au dollar américain sur le calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement libellée en dollars canadiens. Sur la base des activités poursuivies et compte non tenu des autres activités, le taux d'amortissement et d'épuisement a été de 1,70 \$ par kpi³e pour le deuxième trimestre de 2005 contre 1,51 \$ par kpi³e pour le trimestre correspondant de 2004. Le taux d'amortissement et d'épuisement a augmenté en 2005 en raison des répercussions du taux de change, de l'acquisition de TBI et de l'accroissement des frais de mise en valeur futurs.

Semestres terminés les 30 juin

Les résultats des activités poursuivies traduisent une augmentation de 7 % ou de 269 Mpi³e/j du volume des ventes pour le semestre terminé le 30 juin 2005 en comparaison de la période correspondante de 2004. Cette augmentation du volume des ventes s'explique essentiellement par la croissance interne des zones de ressources en Amérique du Nord, par l'acquisition de TBI en mai et par l'acquisition des propriétés de Fort Worth en décembre, facteurs qu'ont un peu neutralisés les cessions d'actifs secondaires en 2004.

Les produits, déduction faite des redevances, reflètent l'augmentation du prix de référence du gaz naturel et du pétrole brut (voir la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport) pour l'exercice à ce jour, augmentation qui a été contrebalancée par les pertes matérialisées de couverture. Les pertes matérialisées de couverture du prix des marchandises pour le semestre terminé le 30 juin 2005 se sont élevées à 134 M\$, ou 0,18 \$ par kpi³e, en regard de 263 M\$ ou 0,38 \$ par kpi³e pour la période correspondante de 2004.

Les taxes à la production et les impôts miniers en Amérique du Nord ont crû de 34 % pour le premier semestre de 2005 en comparaison de la période correspondante de 2004, en raison surtout de l'augmentation du prix du pétrole brut et du gaz naturel et de l'accroissement des volumes aux États-Unis, facteurs qu'a légèrement annulés le remboursement d'un montant excédentaire de 4 M\$ versé au cours d'une période antérieure. En outre, les taxes à la production et les impôts miniers en 2004 tiennent compte de l'incidence d'un ajustement des taux en vigueur au Colorado.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2005, les charges d'exploitation, compte non tenu des charges du poste « Autres », ont grimpé de 101 M\$ ou de 0,10 \$ par kpi³e pour s'établir à 0,65 \$ par kpi³e, en regard de 0,55 \$ par kpi³e pour le semestre correspondant de 2004, en raison surtout d'une augmentation du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien en 2005, d'une hausse des charges de rémunération à long terme résultant d'un accroissement du cours des actions d'EnCana, de la montée des coûts découlant de l'intensification des activités dans le secteur et de la progression des impôts fonciers au Canada. N'eût été de l'incidence du taux de change, les charges d'exploitation auraient été portées à 0,61 \$ par kpi³e.

La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 234 M\$ pour le premier semestre de 2005 comparativement à la période correspondante de 2004 en raison principalement de l'accroissement du volume des ventes, de la hausse du taux d'amortissement et d'épuisement et de l'incidence de l'appréciation du dollar canadien face au dollar américain sur le calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement libellée en dollars canadiens. Sur la base des activités poursuivies et compte non tenu des autres activités, le taux d'amortissement et d'épuisement a été de 1,73 \$ par kpi³e pour le premier semestre de 2005 contre 1,50 \$ par kpi³e pour la période correspondante de 2004. Le taux d'amortissement et d'épuisement a augmenté en 2005 en raison des répercussions du taux de change, de l'acquisition de TBI et de l'accroissement des frais de mise en valeur futurs.

Variation des produits tirés des activités poursuivies du deuxième trimestre de 2005 par rapport à ceux du deuxième trimestre de 2004

Trimestres terminés les 30 juin
(en millions de dollars)

	Produits de 2004, déduction faite des redevances		Variation des produits :		Produits de 2005, déduction faite des redevances	
			Prix ¹⁾	Volume		
Gaz produit						
Canada	981	\$	217	\$	(14)	\$
États-Unis	406		61		134	
Total du gaz produit	1 387	\$	278	\$	120	\$
Pétrole brut et LGN						
Canada	285	\$	77	\$	(32)	\$
États-Unis	37		15		2	
Total du pétrole brut et des LGN	322	\$	92	\$	(30)	\$

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

L'augmentation du prix de vente intervient pour environ 80 % dans la variation des produits, déduction faite des redevances, du deuxième trimestre de 2005 en comparaison du deuxième trimestre de 2004.

La variation des produits causée par les volumes au Canada au cours du trimestre à l'étude par rapport au deuxième trimestre de 2004 s'explique surtout par les cessions de biens matures productifs de pétrole classique survenues au cours de 2004.

Variation des produits tirés des activités poursuivies du premier semestre de 2005 par rapport à ceux du premier semestre de 2004

Semestres terminés les 30 juin
(en millions de dollars)

	Produits de 2004, déduction faite des redevances	Variation des produits :		Produits de 2005, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	
Gaz produit				
Canada	1 917 \$	384 \$	16 \$	2 317 \$
États-Unis	736	94	335	1 165
Total du gaz produit	2 653 \$	478 \$	351 \$	3 482 \$
Pétrole brut et LGN				
Canada	570 \$	119 \$	(66) \$	623 \$
États-Unis	65	20	24	109
Total du pétrole brut et des LGN	635 \$	139 \$	(42) \$	732 \$

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

L'augmentation du prix de vente intervient pour environ 67 % dans la variation des produits, déduction faite des redevances, du premier semestre de 2005 en comparaison du premier semestre de 2004.

La variation des produits tirés du pétrole brut et des LGN causée par les volumes au Canada de (66) M\$ pour le semestre terminé le 30 juin 2005 par rapport à celui terminé le 30 juin 2004 s'explique surtout par les cessions de biens matures productifs de pétrole classique survenues au cours de 2004.

Rapport du deuxième trimestre
terminé le 30 juin 2005

Volume trimestriel des ventes	2005		2004				2003	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
	Gaz produit (Mpi^3/j)	3 212	3 146	3 087	3 096	3 001	2 684	2 662
Pétrole brut (<i>barils par jour</i>)	132 294	130 826	132 061	142 506	144 347	142 669	151 644	149 582
LGN (<i>barils par jour</i>)	24 814	26 358	27 409	27 167	26 340	23 208	22 827	23 288
Activités poursuivies (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 155	4 089	4 044	4 114	4 025	3 679	3 709	3 555
Activités abandonnées								
Équateur (<i>barils par jour</i>)	73 176	72 487	77 876	74 846	78 303	80 982	77 352	39 807
Royaume-Uni (<i>barils d'équivalents pétrole par jour</i>) ²⁾	-	-	13 927	20 222	26 728	22 755	18 400	6 979
Syncrude (<i>barils par jour</i>)	-	-	-	-	-	-	-	3 399
Activités abandonnées (Mpi^3e/j) ¹⁾	439	435	551	570	630	623	574	301
Total (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 594	4 524	4 595	4 684	4 655	4 302	4 283	3 856

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

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

Volume des ventes	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004
Gaz produit (Mpi^3/j)	3 212	7 %	3 001	3 179	12 %	2 843
Pétrole brut (<i>barils par jour</i>)	132 294	(8) %	144 347	131 564	(8) %	143 508
LGN (<i>barils par jour</i>)	24 814	(6) %	26 340	25 581	3 %	24 775
Activités poursuivies (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 155	3 %	4 025	4 122	7 %	3 853
Activités abandonnées						
Équateur (<i>barils par jour</i>)	73 176	(7) %	78 303	72 833	(9) %	79 643
Royaume-Uni (<i>barils d'équivalents pétrole par jour</i>) ²⁾	-	(100) %	26 728	-	(100) %	24 741
Activités abandonnées (Mpi^3e/j) ¹⁾	439	(30) %	630	437	(30) %	626
Total (Mpi^3e/j) ¹⁾	4 594	(1) %	4 655	4 559	2 %	4 479

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

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

Trimestres terminés les 30 juin

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2005, le volume des ventes des activités poursuivies a été de 3 % ou de 130 Mpi^3e/j supérieur à celui du trimestre correspondant de 2004.

Le volume des ventes de gaz naturel au Canada pour le deuxième trimestre de 2005 a chuté d'environ 1 % ou de 26 Mpi³/j par rapport à celui du trimestre correspondant de 2004. Cette baisse, qui s'explique avant tout par la cession de propriétés secondaires produisant environ 82 Mpi³/j en 2004, a toutefois été compensée par la réussite des programmes de forage de zones de ressources situées dans la région Cutbank Ridge dans le nord-est de la Colombie-Britannique et par la présence de gisements de méthane de houille et de gaz à faible profondeur dans le sud de l'Alberta. Le volume de gaz naturel produit aux États-Unis au cours du trimestre terminé le 30 juin 2005 a été d'environ 29 % ou de 237 Mpi³/j plus élevé qu'au trimestre correspondant de 2004. Cette augmentation s'explique principalement par l'acquisition de TBI qui a accru la production d'environ 155 Mpi³/j, l'acquisition des propriétés de Fort Worth en décembre 2004 et la réussite des programmes de forage des zones de ressources Piceance et Jonah.

Pour le deuxième trimestre de 2005, le volume des ventes de liquides des activités poursuivies a été de 8 % ou de 13 579 b/j inférieur à celui du trimestre correspondant de 2004. La baisse du volume des ventes de liquides s'explique essentiellement par la cession, au troisième trimestre de 2004, de propriétés secondaires qui produisaient environ 13 000 barils de liquides de gaz naturel par jour, facteur qui a toutefois été contrebalancé par la mise en valeur continue à Pelican Lake ainsi que par l'accroissement de la production de LGN à la suite de l'acquisition de TBI. En outre, au deuxième trimestre de 2005, la production à Foster Creek a chuté de quelque 5 700 barils par jour à cause des travaux d'entretien et autres travaux qui visent à faire passer la production des installations à 30 000 barils par jour, dont 10 000 devraient être produits à la fin du quatrième trimestre de 2005.

Semestres terminés les 30 juin

Pour le premier semestre de 2005, le volume des ventes des activités poursuivies a été de 7 % ou de 269 Mpi³e/j supérieur à celui du semestre correspondant de 2004.

Le volume des ventes de gaz naturel au Canada au cours du premier semestre de 2005 a crû d'environ 1 % ou de 26 Mpi³/j par rapport à celui de la période correspondante de 2004. Cette croissance est essentiellement attribuable à la réussite des programmes de forage de zones de ressources situées dans la région Cutbank Ridge dans le nord-est de la Colombie-Britannique, aux gisements de méthane de houille et de gaz à faible profondeur dans le sud de l'Alberta et aux retraits de 13 Mpi³/j dans les réserves de gaz au premier semestre de 2005. La croissance du volume a été partiellement contrebalancée par la cession de biens secondaires qui ont produit environ 89 Mpi³/j en 2004. Le volume de gaz naturel produit aux États-Unis au cours du semestre terminé le 30 juin 2005 a été d'environ 41 % ou 310 Mpi³/j plus élevé qu'au semestre correspondant de 2004. Cette augmentation s'explique principalement par l'acquisition de TBI qui a accru la production d'environ 214 Mpi³/j, l'acquisition des propriétés de Fort Worth en décembre 2004 et la réussite des programmes de forage des zones de ressources Piceance et Jonah.

Pour le premier semestre de 2005, le volume des ventes de liquides des activités poursuivies a été de 7 % ou de 11 138 b/j inférieur à celui de la période correspondante de 2004. La baisse du volume des ventes de liquides s'explique surtout par la cession de Petrovera et d'autres biens secondaires aux premier et troisième trimestres de 2004, respectivement. Cette baisse a toutefois été compensée en partie par la mise en valeur continue à Pelican Lake ainsi que par l'accroissement de la production de LGN à la suite de l'acquisition de TBI.

Résultats unitaires – Gaz produit
Trimestres terminés les 30 juin

<i>(en \$ par millier de pieds cubes)</i>	Canada			États-Unis		
	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004
Prix	6,08 \$	17 %	5,20 \$	6,60 \$	15 %	5,72 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,10	43 %	0,07	0,65	(19) %	0,80
Transport et vente	0,36	3 %	0,35	0,42	24 %	0,34
Exploitation	0,62	27 %	0,49	0,50	35 %	0,37
Revenu net	5,00 \$	17 %	4,29 \$	5,03 \$	19 %	4,21 \$
Volume des ventes de gaz (<i>Mpi³/j</i>)	2 151	(1) %	2 177	1 061	29 %	824

Semestres terminés les 30 juin

<i>(en \$ par millier de pieds cubes)</i>	Canada			États-Unis		
	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004
Prix	5,89 \$	13 %	5,21 \$	6,32 \$	13 %	5,57 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,10	43 %	0,07	0,63	(6) %	0,67
Transport et vente	0,37	(5) %	0,39	0,44	22 %	0,36
Exploitation	0,64	23 %	0,52	0,48	33 %	0,36
Revenu net	4,78 \$	13 %	4,23 \$	4,77 \$	14 %	4,18 \$
Volume des ventes de gaz (<i>Mpi³/j</i>)	2 115	1 %	2 089	1 064	41 %	754

Trimestres terminés les 30 juin

Le prix du gaz naturel établi selon l'indice de référence NYMEX a été de 12 % plus élevé pour le deuxième trimestre de 2005 que pour la période correspondante de 2004. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2005, les pertes matérialisées de couverture du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel se sont établies à environ 42 M\$, soit 0,14 \$ le kpi³, contre des pertes de quelque 69 M\$ ou 0,25 \$ le kpi³ pour la même période en 2004.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers aux États-Unis en ce qui a trait au gaz naturel ont affiché une baisse de 19 %, ou de 0,15 \$ le kpi³, pour le trimestre terminé le 30 juin 2005 en regard de celles de la période correspondante de 2004, en raison de deux facteurs, soit le remboursement d'un trop-payé versé au cours d'une période antérieure et l'augmentation de la production des propriétés texanes qui jouissent de taxes à la production et d'impôts miniers moins élevés que ceux s'appliquant à la production au Colorado et au Wyoming. En outre, les taxes à la production et les impôts miniers en 2004 reflètent un ajustement des taux s'appliquant à la production au Colorado.

Les frais de transport et de vente unitaires de gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 24 %, ou de 0,08 \$ le kpi³ pour le trimestre terminé le 30 juin 2005 par rapport à ceux de la période correspondante de 2004, en raison principalement de la commercialisation, en 2005, du volume de gaz de TBI en aval de la tête de puits.

Pour le deuxième trimestre de 2005, les charges d'exploitation unitaires comptabilisées pour le gaz naturel canadien ont été de 27 %, ou 0,13 \$ le kpi³, supérieures à celles de la période correspondante de 2004, surtout à cause de l'augmentation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, des frais de réparation et d'entretien ainsi que des impôts fonciers. Une augmentation de 35 % ou de 0,13 \$ le kpi³ des charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis pour le trimestre terminé le 30 juin 2005 comparativement à la période correspondante de 2004 s'explique principalement par les charges d'exploitation plus élevées des propriétés de TBI. De plus, les charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis ont été touchées par une hausse des charges de rémunération à long terme et par la montée des coûts qui a résulté de l'intensification des activités dans le secteur au cours du deuxième trimestre de 2005.

Semestres terminés les 30 juin

Le prix du gaz naturel établi selon l'indice de référence NYMEX a été de 11 % plus élevé pour le premier semestre de 2005 que pour la période correspondante de 2004. Pour le semestre terminé le 30 juin 2005, les gains matérialisés de couverture du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel ont été d'environ 9 M\$, soit 0,02 \$ le kpi³, contre des pertes de quelque 89 M\$ ou 0,17 \$ le kpi³ pour la même période en 2004.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers aux États-Unis en ce qui a trait au gaz naturel affichent une baisse de 6 %, ou 0,04 \$ le kpi³, pour le semestre terminé le 30 juin 2005 en regard de celles de la période correspondante de 2004, en raison de deux facteurs, soit le remboursement d'un trop-payé versé au cours d'une période antérieure et le paiement de taxes à la production et d'impôts miniers s'appliquant à la production texane moins élevés que ceux s'appliquant à la production au Wyoming et au Colorado. En outre, les taxes à la production et les impôts miniers en 2004 reflètent un ajustement des taux s'appliquant à la production au Colorado.

Les frais de transport et de vente unitaires de gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 22 %, ou de 0,08 \$ le kpi³, pour le semestre terminé le 30 juin 2005 par rapport à ceux de la période correspondante de 2004, en raison principalement de la commercialisation, en 2005, du volume de gaz de TBI en aval de la tête de puits. Au Canada, les frais de transport et de vente unitaires ont diminué de 5 %, ou 0,02 \$ le kpi³, pour le semestre terminé le 30 juin 2005 par rapport à ceux de la période correspondante de 2004, par suite de l'expiration de contrats de transport à long terme qu'a en partie contrebalancée la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

Pour le premier semestre de 2005, les charges d'exploitation unitaires comptabilisées pour le gaz naturel canadien ont été de 23 %, ou 0,12 \$ le kpi³, supérieures à celles de la période correspondante de 2004, surtout à cause de l'augmentation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, des frais de réparation et d'entretien ainsi que des impôts fonciers. Une augmentation de 33 % ou de 0,12 \$ le kpi³ des charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis pour le semestre terminé le 30 juin 2005 comparativement à la période correspondante de 2004 s'explique principalement par les charges d'exploitation plus élevées des propriétés de TBI. De plus, les charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis ont été touchées par une hausse des charges de rémunération à long terme et par la montée des coûts qui a résulté de l'intensification des activités dans le secteur au cours du premier semestre de 2005.

Résultats unitaires – Pétrole brut en Amérique du Nord

(en \$ par baril)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004
Prix	29,83 \$	11 %	26,85 \$	28,73 \$	11 %	25,79 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	0,66	89 %	0,35	0,59	64 %	0,36
Transport et vente	1,15	(2) %	1,17	1,27	(5) %	1,34
Exploitation	6,48	34 %	4,83	6,26	20 %	5,22
Revenu net	21,54 \$	5 %	20,50 \$	20,61 \$	9 %	18,87 \$
Volume des ventes de pétrole brut (barils par jour)	132 294	(8) %	144 347	131 564	(8) %	143 508

Trimestres terminés les 30 juin

La hausse du prix moyen du pétrole brut au deuxième trimestre de 2005, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture financières, s'explique par l'augmentation de 39 % du prix de référence WTI en 2005 par rapport au trimestre correspondant de 2004. Cette augmentation est contrebalancée en partie par l'élargissement de l'écart de prix du brut entre le prix WTI et le prix Bow River (jusqu'à environ 83 %). Les pertes matérialisées de couverture du prix des marchandises au titre du pétrole brut en Amérique du Nord se sont chiffrées à environ 70 M\$, ou 4,88 \$ le baril de liquides, au deuxième trimestre de 2005, en regard de pertes de quelque 102 M\$, ou 6,53 \$ le baril de liquides, pour la période correspondante de 2004.

Les charges unitaires au titre des taxes à la production et des impôts miniers en ce qui a trait au pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 89 % ou 0,31 \$ le baril pour le trimestre terminé le 30 juin 2005 comparativement au trimestre correspondant de 2004, à cause surtout de la montée des prix et de l'accroissement de la production provenant des gisements du sud de l'Alberta et de la Saskatchewan qui sont respectivement assujettis à la *Freehold Mineral Tax* et à la taxe sur les ressources de la Saskatchewan.

En Amérique du Nord, les charges d'exploitation unitaires au titre du pétrole brut ont augmenté de 34 % ou 1,65 \$ le baril pour le deuxième trimestre de 2005, comparativement à la période correspondante de 2004, principalement en raison d'une hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de l'augmentation des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien et des charges de rémunération à long terme. En outre, la proportion accrue de volumes de pétrole brut obtenus dans le cadre de projets de drainage par gravité au moyen de vapeur (« DGMV »), qui entraînent des charges d'exploitation plus élevées que d'autres propriétés, a résulté en une augmentation des charges d'exploitation pour ce qui touche le pétrole brut.

Semestres terminés les 30 juin

La hausse du prix moyen du pétrole brut au cours du premier semestre de 2005, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture financières, s'explique par l'augmentation de 40 % du prix de référence WTI en 2005 par rapport à la période correspondante de 2004. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par l'élargissement de l'écart de prix du brut entre le prix WTI et le prix Bow River (jusqu'à environ 93 %). Les pertes matérialisées de couverture du prix des marchandises au titre du pétrole brut en Amérique du Nord se sont chiffrées à environ 143 M\$, ou 5,03 \$ le baril de liquides, en 2005, en regard de pertes de quelque 174 M\$, ou 5,67 \$ le baril de liquides, pour la période correspondante de 2004.

Les charges unitaires au titre des taxes à la production et des impôts miniers en ce qui a trait au pétrole brut en Amérique du Nord ont augmenté de 64 % ou 0,23 \$ par baril pour le premier semestre de 2005 comparativement à la période correspondante de 2004, à cause surtout de la montée des prix et de l'accroissement de la production provenant des gisements du sud de l'Alberta et de la Saskatchewan qui sont respectivement assujettis à la *Freehold Mineral Tax* et à la taxe sur les ressources de la Saskatchewan.

En Amérique du Nord, les charges d'exploitation unitaires au titre du pétrole brut ont augmenté de 20 % ou 1,04 \$ le baril pour le premier semestre de 2005, comparativement à la période correspondante de 2004, principalement en raison d'une hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de l'augmentation des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien et des charges de rémunération à long terme. En outre, la proportion accrue de volumes de pétrole brut obtenus dans le cadre de projets DGMV, qui entraînent des charges d'exploitation plus élevées que d'autres propriétés, a résulté en une augmentation des charges d'exploitation pour ce qui touche le pétrole brut. Cette augmentation a toutefois été partiellement contrebalancée par la vente, en février 2004, de Petrovera, dont les charges d'exploitation étaient plus élevées que celles d'autres propriétés.

Résultats unitaires – LGN

Trimestres terminés les 30 juin

(en \$ par baril)	Canada			États-Unis		
	2005	Comparaison de 2005 et de 2004	2004	2005	Comparaison de 2005 et de 2004	2004
Prix	39,55 \$	39 %	28,48 \$	44,79 \$	36 %	32,93 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	4,37	11 %	3,93
Transport et vente	0,39	11 %	0,35	0,01	-	-
Revenu net	39,16 \$	39 %	28,13 \$	40,41 \$	39 %	29,00 \$
Volume des ventes de LGN (barils par jour)	11 719	(14) %	13 588	13 095	3 %	12 752

Semestres terminés les 30 juin

<i>(en \$ par baril)</i>	Canada			États-Unis		
	2005	Comparaison de 2005 et de 2004	2004	2005	Comparaison de 2005 et de 2004	2004
Prix	39,80 \$	43 %	27,87 \$	42,76 \$	30 %	32,86 \$
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	-	4,28	20 %	3,58
Transport et vente	0,37	6 %	0,35	0,01	-	-
Revenu net	39,43 \$	43 %	27,52 \$	38,47 \$	31 %	29,28 \$
Volume des ventes de LGN (barils par jour)	11 705	(15) %	13 780	13 876	26 %	10 995

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

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers en ce qui a trait aux LGN aux États-Unis pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005 par rapport aux périodes correspondantes de 2004 ont augmenté respectivement de 11 % ou de 0,44 \$ le baril et de 20 % ou de 0,70 \$ le baril. L'augmentation des taxes à la production et des impôts miniers aux États-Unis est le résultat de l'accroissement du prix des LGN.

ACTIVITÉS MÉDIANES ET OPTIMISATION DES MARCHÉS

Résultats financiers

Trimestres terminés les 30 juin

<i>(en millions de dollars)</i>	2005			2004		
	Activités médiannes	Optimisation des marchés	Total	Activités médiannes	Optimisation des marchés	Total
Produits	169 \$	870 \$	1 039 \$	172 \$	726 \$	898 \$
Charges						
Transport et vente	-	5	5	-	8	8
Exploitation	64	12	76	56	13	69
Produits achetés	87	846	933	118	704	822
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	18 \$	7 \$	25 \$	(2) \$	1 \$	(1) \$
Amortissement et épuisement			9			45
Bénéfice sectoriel			16 \$			(46) \$

Semestres terminés les 30 juin

<i>(en millions de dollars)</i>	2005			2004		
	Activités médianes	Optimisation des marchés	Total	Activités médianes	Optimisation des marchés	Total
Produits	735 \$	1 831 \$	2 566 \$	723 \$	1 594 \$	2 317 \$
Charges						
Transport et vente	-	10	10	-	16	16
Exploitation	137	22	159	127	20	147
Produits achetés	515	1 781	2 296	567	1 542	2 109
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	<u>83 \$</u>	<u>18 \$</u>	<u>101 \$</u>	<u>29 \$</u>	<u>16 \$</u>	<u>45 \$</u>
Amortissement et épuisement			18			52
Bénéfice sectoriel			<u>83 \$</u>			<u>(7) \$</u>

Les produits du secteur des activités médianes et de l'optimisation des marchés ont augmenté de 16 % pour le deuxième trimestre de 2005 comparativement au trimestre correspondant de 2004, surtout en raison de la hausse du prix des marchandises. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont accrus de 26 M\$ pour la même période, pour s'établir à 25 M\$, grâce à l'amélioration des résultats provenant des activités de stockage du gaz et à la vigueur des marges au titre des LGN.

Pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, les produits ont augmenté de 11 % comparativement à ceux de la période correspondante de 2004, la hausse du prix des marchandises étant à l'origine de cette augmentation. Pour l'exercice 2005 à ce jour, les flux de trésorerie liés à l'exploitation se sont élevés à 101 M\$, soit un gain de 56 M\$ sur ceux de la période correspondante de 2004. Ce gain s'explique pour la plus grande part par l'amélioration des marges découlant de l'optimisation du stockage du gaz et par celle des marges au titre des LGN.

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2004, la charge d'amortissement et d'épuisement s'était accrue de quelque 35 M\$ à cause de la réduction de la valeur des participations d'EnCana dans le pipeline Trasandino en Argentine et au Chili.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004
Produits	315 \$	389 %	(109) \$	(657) \$	(54) %	(427) \$
Charges						
Exploitation	1	133 %	(3)	(2)	(60) %	(5)
Amortissement et épuisement	18	29 %	14	35	17 %	30
Bénéfice sectoriel	296 \$	347 %	(120) \$	(690) \$	(53) %	(452) \$
Administration	66	50 %	44	127	37 %	93
Intérêts, montant net	101	2 %	99	201	13 %	178
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	9	200 %	3	18	100 %	9
Perte de change	119	561 %	18	150	95 %	77
Rémunération à base d'actions	4	0 %	4	8	(11) %	9
Gain à la cession	-	100 %	(1)	-	100 %	(35)

Les produits des activités non sectorielles comprennent, pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, des pertes non matérialisées d'environ 657 M\$, établies à la valeur du marché, au titre de contrats de couverture du prix des marchandises, en regard de 429 M\$ pour la période correspondante de 2004. D'autres gains établis à la valeur du marché (2 M\$) sur les instruments financiers dérivés, ayant trait aux intérêts et à la consommation d'électricité, sont comptabilisés dans les postes « Intérêts, montant net » et « Charges d'exploitation », respectivement.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Activités poursuivies				
Gaz naturel	261 \$	(30) \$	(574) \$	(250) \$
Pétrole brut	54	(79)	(83)	(179)
	315	(109)	(657)	(429)
Charges	1	(1)	(2)	(4)
	314	(108)	(655)	(425)
Impôts sur les bénéfices	113	(36)	(228)	(140)
	201 \$	(72) \$	(427) \$	(285) \$

L'instabilité des prix a eu une influence considérable sur la comptabilisation, pour l'exercice à ce jour, de nos activités de gestion des risques liés aux prix. Le 30 juin 2005, la courbe des prix pour le reste de 2005 avait augmenté, depuis la fin de l'exercice précédent, de 39 % pour s'établir à 58,44 \$ le baril pour le WTI et de 15 % passant à 7,35 \$ par kpi³ pour le prix du gaz NYMEX.

La charge d'amortissement et d'épuisement comprend des provisions pour les actifs non sectoriels tels que le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

Les frais d'administration se sont accrus de 50 % pour le deuxième trimestre et de 37 % pour le semestre terminé le 30 juin 2005. L'augmentation reflète l'incidence de l'accroissement des charges de rémunération à long terme qui sont liées au cours des actions d'EnCana ainsi que la variation du taux de

change entre le dollar américain et le dollar canadien. Pour l'exercice jusqu'ici écoulé, les frais d'administration se sont élevés à environ 0,17 \$ par kpi³e, contre 0,13 \$ par kpi³e pour la période correspondante de 2004.

La hausse des intérêts débiteurs s'explique essentiellement par l'accroissement de l'encours moyen de la dette comparativement à celui du semestre terminé le 30 juin 2004 par suite de l'acquisition de TBI au deuxième trimestre de 2004. L'accroissement de l'encours a toutefois été contrebalancé par des réductions de dettes au moyen du produit tiré de la vente d'actifs secondaires. La dette à long terme d'EnCana a chuté de 891 M\$ et se chiffrait à 6 851 M\$ au 30 juin 2005, en regard de 7 742 M\$ au 31 décembre 2004. Pour l'exercice 2005 à ce jour, le taux d'intérêt moyen pondéré sur la dette d'EnCana a été de 5,3 %, en hausse par rapport au taux de 4,9 % de la période correspondante de 2004, en raison d'une réduction de la dette à taux variable.

Pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé, la perte de change de 150 M\$ comprend un montant de 65 M\$ qui découle de la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien sur la dette libellée en dollars américains contractée au Canada. En vertu des PCGR du Canada, la société doit convertir en dollars canadiens sa dette à long terme libellée en dollars américains contractée au Canada au taux de change en vigueur à la fin de la période. Les gains ou les pertes de change en résultant sont inscrits dans l'état consolidé des résultats.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le taux d'imposition réel pour l'exercice 2005 jusqu'ici écoulé a été de 25,3 %, contre 10,0 % pour la période correspondante de 2004. Cette hausse du taux d'imposition réel en 2005 s'explique par deux facteurs : le taux d'imposition réel de 2004 tenait compte d'une diminution de 109 M\$ des impôts futurs résultant de la réduction du taux d'imposition de l'Alberta, qui est passé de 12,5 % à 11,5 %; et le maintien par l'Alberta jusqu'en 2007 de la déduction relative aux ressources et du régime des redevances à la Couronne non déductibles. La charge d'impôts sur les bénéfices de 2005 comprend un avantage fiscal net de 68 M\$ tiré de cessions (103 M\$ en 2004) ainsi qu'un montant de 228 M\$ lié aux impôts sur les pertes non matérialisées établies à la valeur du marché (140 M\$ en 2004).

Le bénéfice net du semestre terminé le 30 juin 2005 comprend une charge d'impôts exigibles de 899 M\$, dont une tranche de 591 M\$ a trait à la vente d'actifs et figure dans les activités d'investissement de l'état des flux de trésorerie. Les 308 M\$ restants sont inclus dans les flux de trésorerie.

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

- l'incidence des cessions d'immobilisations lorsque la valeur fiscale de l'actif vendu diffère de la valeur comptable;
- les ajustements pour tenir compte des modifications apportées aux lois qui ont une incidence prospective sur les obligations fiscales futures;

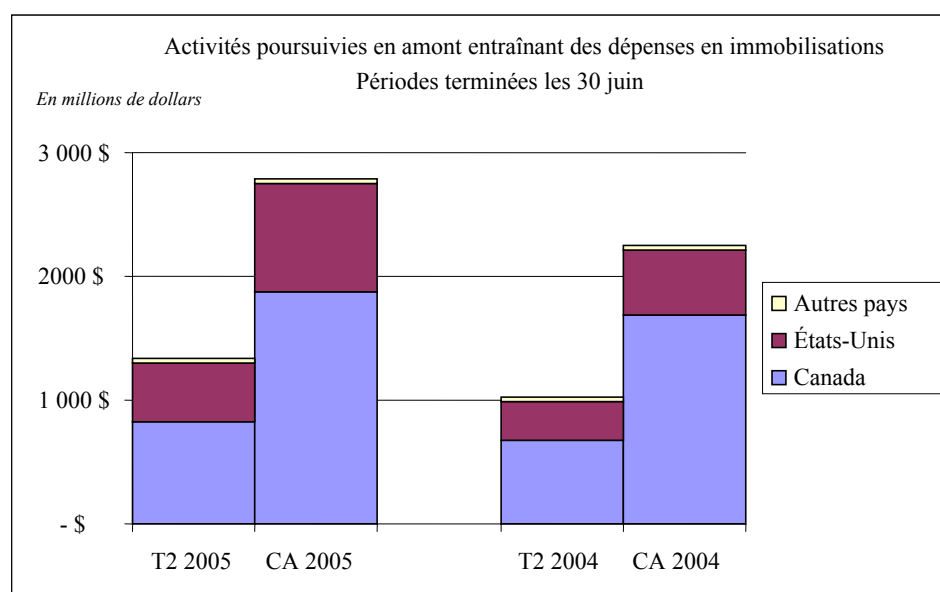
- la moitié non imposable des gains (pertes) en capital sous le régime fiscal canadien;
- les éléments comme la déduction relative aux ressources et les paiements à la Couronne non déductibles, dont les traitements fiscal et comptable sont différents.

Les activités de la société 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

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004
Activités en amont	1 321 \$	31 %	1 005 \$	2 778 \$	24 %	2 244 \$
Activités médianes et optimisation des marchés	96	500 %	16	140	460 %	25
Activités non sectorielles	9	-	9	15	(17) %	18
Dépenses en immobilisations essentielles	1 426 \$	38 %	1 030 \$	2 933 \$	28 %	2 287 \$
Acquisitions	26	(99) %	2 340	38	(99) %	2 607
Cessions	(2 406)	2 170 %	(106)	(2 459)	266 %	(672)
Activités abandonnées	53	(69) %	172	100	(77) %	439
Investissements en capitaux, montant net	(901) \$	(126) %	3 436 \$	612 \$	(87) %	4 661 \$



DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS LIÉES AUX ACTIVITÉS EN AMONT

L'augmentation des dépenses en immobilisations liées aux activités en amont pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2005 s'explique par un accroissement des activités de forage et de mise en valeur aux États-Unis, notamment par les répercussions d'une hausse des coûts inflationnistes et du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien sur les dépenses libellées en dollars canadiens. Ces facteurs ont été contrebalancés partiellement par la diminution des activités de forage au Canada en raison d'une débâcle printanière hâtive causée par le temps doux et d'un mois de juin exceptionnellement pluvieux. La fluctuation du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien a entraîné une hausse d'environ 136 M\$ des dépenses en immobilisations essentielles libellées en dollars canadiens. Les dépenses en immobilisations au titre du gaz naturel ont été axées principalement sur la mise en valeur continue des zones de ressources importantes dans les régions Piceance, Jonah, East Texas et Fort Worth aux États-Unis et Greater Sierra, Cutbank Ridge, shallow gas et les gisements de méthane de houille au Canada. Les dépenses en immobilisations au titre du pétrole brut ont été concentrées en 2005 dans les régions de Foster Creek et de Pelican Lake en Alberta. La société a foré 2 370 puits nets au cours du premier semestre de 2005, en regard de 2 667 puits nets pour la période correspondante de 2004.

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

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

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS DES ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

Les dépenses en immobilisations des activités non sectorielles ont trait principalement aux systèmes informatiques, aux améliorations locatives ainsi qu'au mobilier et au matériel de bureau.

ACQUISITIONS ET CESSIIONS

Acquisitions comprises dans l'acquisition de TBI en 2004.

Les cessions survenues en 2005 comprennent la vente d'actifs du golfe du Mexique et celle d'actifs secondaires liés au gaz et au pétrole classique au Canada. Pour le premier semestre de 2004, les cessions englobaient la vente de Petrovera et celle d'actifs secondaires liés au gaz et au pétrole classique au Canada.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Les activités abandonnées dont il est tenu compte dans les états financiers consolidés intermédiaires comprennent celles en Équateur en 2005 ainsi que celles au Royaume-Uni en 2004.

Le bénéfice net d'EnCana provenant des activités abandonnées s'est établi à 53 M\$ pour le deuxième trimestre de 2005 comparativement à une perte nette de 15 M\$ pour la période correspondante de 2004 et comprend des pertes matérialisées de couverture du prix des marchandises de 22 M\$ après impôts (43 M\$ après impôts en 2004) et des gains non matérialisés de couvertures financières de 21 M\$ après impôts (pertes de 32 M\$ après impôts en 2004).

Le bénéfice net d'EnCana provenant des activités abandonnées s'est établi à 133 M\$ pour l'exercice 2005 à ce jour alors qu'une perte nette de 51 M\$ avait été inscrite pour la période correspondante de 2004. Il comprend des pertes matérialisées de couverture du prix des marchandises de 37 M\$ après impôts (82 M\$ après impôts en 2004) et des gains non matérialisés de couvertures financières de 8 M\$ après impôts (pertes de 71 M\$ après impôts en 2004). Un résumé des informations est donné ci-dessous. De plus amples renseignements sur les activités abandonnées d'EnCana figurent à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

ÉQUATEUR

	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004
Volume des ventes						
Pétrole brut (<i>barils par jour</i>)	73 176	(7) %	78 303	72 833	(9) %	79 643
(en millions de dollars)						
Bénéfice net (pertes) des activités abandonnées	51 \$	492 %	(13) \$	131 \$	398 %	(44) \$
Investissements en capitaux	53	(5) %	56	100	(9) %	110

Le volume de production pour le deuxième trimestre de 2005 s'est établi à 73 662 b/j en moyenne, soit une baisse de 6 % sur le volume de la période correspondante de 2004. Le volume des ventes du deuxième trimestre de 2005 a diminué de 7 % pour s'établir en moyenne à 73 176 b/j, principalement en raison du recul de la production à Tarapoa et dans le bloc 15.

Pour le deuxième trimestre de 2005, les taxes à la production et les impôts miniers ont été de 17 M\$ supérieurs à ceux de la période correspondante de 2004, à cause du prix plus élevé réalisé sur le volume des ventes du bloc Tarapoa, facteur qui a été partiellement contrebalancé par la baisse du volume des ventes de Tarapoa. La société est tenue de verser au gouvernement équatorien un pourcentage des produits tirés de ce bloc, qui est calculé en fonction de l'excédent du prix réalisé sur le prix de base fixé.

Le volume de production pour le premier semestre de 2005 s'est établi à 74 673 b/j en moyenne, soit une baisse de 3 % sur le volume de la période correspondante de 2004. Le volume des ventes du premier semestre de 2005 a chuté de 9 % pour s'établir en moyenne à 72 833 b/j, principalement en raison d'enlèvements déficitaires de 1 840 b/j au cours du premier semestre de 2005, contre des enlèvements excédentaires de 2 295 b/j au premier semestre de 2004.

Pour le premier semestre de 2005, les taxes à la production et les impôts miniers ont été de 28 M\$ supérieurs à ceux de la période correspondante de 2004, à cause du prix plus élevé réalisé sur le volume des ventes du bloc Tarapoa, facteur qui a été partiellement contrebalancé par la baisse du volume des ventes de Tarapoa.

Conformément aux PCGR du Canada, aucune charge d'amortissement et d'épuisement n'a été inscrite en 2005 à l'égard des activités abandonnées en Équateur. Par conséquent, le bénéfice du deuxième trimestre et du premier semestre de 2005 est plus élevé que celui de la période correspondante de 2004.

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

ROYAUME-UNI

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Volume des ventes				
Gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)	-	36	-	32
Pétrole brut (<i>barils par jour</i>)	-	18 698	-	17 391
LGN (<i>barils par jour</i>)	-	2 030	-	2 017
Total (barils d'équivalent pétrole par jour)	-	26 728	-	24 741
(en millions de dollars)				
Bénéfice net (perte) des activités abandonnées	2 \$	(2) \$	2 \$	(7) \$
Investissements en capitaux	-	116	-	329

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

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004	2005	Compa- raison de 2005 et de 2004	2004
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes, montant net						
Activités d'exploitation	872 \$	2 %	853 \$	2 798 \$	25 %	2 235 \$
Activités d'investissement	579	116 %	(3 587)	(770)	84 %	(4 685)
Activités de financement	(1 568)	(157) %	2 743	(2 307)	(193) %	2 486
Déduire le gain de change sur la trésorerie et les équivalents détenus en devises	(1)	-	-	(2)	-	-
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents	(116)	(1 389) %	9	(277)	(869) %	36

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana se sont établis à 1 512 M\$ pour le deuxième trimestre de 2005, en hausse de 491 M\$ sur les 1 021 M\$ de la période correspondante de 2004. Pour l'exercice 2005 à ce jour, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont chiffrés à 2 820 M\$, soit un gain de 903 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2004. Cette augmentation des flux de trésorerie en 2005 s'explique principalement par l'accroissement des produits consécutif à la progression du volume des ventes et à la hausse du prix des marchandises, facteurs contrebalancés en partie par une montée des charges. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies composent la majorité des flux de trésorerie d'EnCana provenant des activités d'exploitation.

Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement se sont établis à 579 M\$ pour le trimestre à l'étude alors que pour la période correspondante de 2004 EnCana avait affecté 3 587 M\$ à ces activités. Le produit net tiré de la cession d'actifs a complètement annulé les dépenses en immobilisations du deuxième trimestre de 2005. De plus, les activités de 2004 comprenaient le regroupement d'entreprises visant TBI. Pour l'exercice 2005 à ce jour, les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 770 M\$, en regard de 4 685 M\$ en 2004.

La dette à long terme et la partie à court terme de la dette à long terme ont diminué de 770 M\$ pour s'établir à 7 160 M\$, en regard des 7 930 M\$ inscrits à la fin de l'exercice. La dette nette d'EnCana, ajustée pour tenir compte du fonds de roulement, s'élevait à 7 620 M\$ au 30 juin 2005 en regard de 7 184 M\$ au 31 décembre 2004. Le fonds de roulement déficitaire s'établissait à 769 M\$ et comprenait des pertes non matérialisées comptabilisées à la valeur du marché de 620 M\$ au titre de la couverture du prix des marchandises et des impôts à payer de 779 M\$. Ces chiffres se comparent à un fonds de roulement de 558 M\$ au 31 décembre 2004.

Le 17 juin 2005, EnCana a annoncé qu'elle comptait obtenir des porteurs de billets canadiens qu'ils consentent, par écrit, à ce que des modifications soient apportées afin qu'elle puisse racheter trois émissions de billets à moyen terme non rachetables, à savoir : les billets à 8,5 % échéant le 15 mars 2011, les billets à 5,95 % échéant le 2 juin 2008 et les billets à 5,50/6,20 % échéant le 23 juin 2008. Le capital de ces billets totalise 200 M\$ CA. Le 6 juillet 2005, EnCana a annoncé qu'elle avait reçu les consentements demandés et elle a appelé au rachat les billets à 8,5 % et ceux à 5,50/6,20 % pour un coût total de 128 M\$ CA. EnCana a convoqué une réunion des porteurs de billets pour le début d'août. Il y sera question d'envisager la possibilité d'apporter des modifications semblables aux 100 M\$ CA restants de billets à 5,95 %.

Ratios financiers

	30 juin 2005	31 décembre 2004
Dette nette aux capitaux permanents	36 %	33 %
Dette nette au BAIIA ¹⁾	1,3	1,4

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

Le ratio de la dette nette aux capitaux permanents et celui de la dette nette au BAIIA sont utilisés par EnCana pour gérer sa dette globale et comme mesure de sa santé financière. Les pertes non matérialisées de couverture du prix des marchandises inscrites au premier semestre de 2005 et le rachat d'actions effectué dans le cadre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités ont entraîné une augmentation du ratio de la dette aux capitaux permanents.

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

Au 30 juin 2005, la société disposait de facilités de crédit bancaire engagées inutilisées de 3,1 G\$.

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang.

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

Actions ordinaires¹⁾

<i>(en millions)</i>	30 juin 2005	31 décembre 2004
En circulation au début de l'exercice	900,6	921,2
Émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	9,8	19,4
Actions rachetées (offre de rachat dans le cours normal des affaires)	(44,7)	(40,0)
Actions rachetées (unités d'actions attribuées en fonction du rendement)	(5,5)	-
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	860,2	900,6
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, résultat dilué	900,7	936,0

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

Aucune action privilégiée n'était en circulation pendant ces périodes. Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au 30 juin 2005, 26,1 millions d'options étaient en cours, dont 20,9 millions pouvaient être exercées.

EnCana accorde à l'ensemble de ses salariés des incitatifs à long terme qui prévoient un niveau réduit d'attributions d'options sur actions devant être complété par des attributions d'unités d'actions attribuées en fonction du rendement. Ces unités n'entraîneront pas l'émission de nouvelles actions ordinaires par la société. Les options sur actions attribuées en 2004 et en 2005 comportent également un droit à la plus-value des actions alternatif (« DPVAA ») et les salariés peuvent choisir d'exercer soit l'option sur actions soit le DPVAA connexe. L'exercice de DPVAA aboutira soit au versement d'espèces par la société soit à l'émission d'actions ordinaires.

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires dans le cadre de trois offres de rachat consécutives dans le cours normal des affaires, qui ont débuté en octobre 2002 et peuvent se poursuivre jusqu'au 28 octobre 2005. Aux termes des offres, la société est autorisée à racheter pour annulation jusqu'à environ 92,2 millions de ses actions ordinaires. Au 14 juillet 2005, elle en avait racheté quelque 78 millions; il reste donc environ 14 millions d'actions ordinaires pouvant être rachetées d'ici l'expiration de l'offre, le 28 octobre 2005. Les actionnaires peuvent obtenir sans frais un exemplaire des documents d'offre à www.sedar.com ou en communiquant avec investor.relations@encana.com.

Offres de rachat dans le cours normal des activités

<i>(en millions)</i>	Rachats d'actions ¹⁾	
	Semestre terminé le 30 juin 2005	Exercice terminé le 31 décembre 2004
Offre expirée en octobre 2004	-	11,0
Offre expirant en octobre 2005	44,7	29,6
	<u>44,7</u>	<u>40,6</u>

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

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ÉVENTUALITÉS

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

Les engagements visant la dette à long terme de la société, soit 6 851 M\$ au 30 juin 2005, comprennent un encours de 1 172 M\$ aux termes d'acceptations bancaires et de papiers commerciaux soutenus par des facilités de crédit renouvelables et des emprunts à terme. La société prévoit avoir la capacité de proroger la durée de cette dette sur une base continue et elle envisage de le faire. Des précisions sur la dette à long terme de la société figurent à la note 7 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 30 juin 2005, EnCana demeurait partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 48 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total qui doit être livré aux termes de ces contrats s'élève à 158 Gpi³ à un prix moyen pondéré de 3,68 \$ par kpi³. Au 30 juin 2005, ces opérations représentaient une perte non matérialisée de 349 M\$.

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

Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »)

Au cours du deuxième trimestre de 2005, certains actifs auparavant considérés comme étant des EDDV ont été transférés à EnCana. Au 30 juin, EnCana ne détenait plus de participation dans une EDDV.

Arrangements hors bilan

La société n'a conclu aucun arrangement 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, la société loue des locaux à bureaux pour son personnel de soutien des activités sur le terrain et pour son siège social.

Procédures judiciaires liées aux activités de courtage d'énergie abandonnées

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

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

Les recours intentés devant les tribunaux de la Californie ont trait à la vente de gaz naturel en Californie de 1999 jusqu'à 2002. Ils contiennent des allégations selon lesquelles les défenderesses auraient participé à un complot avec d'autres concurrents non nommés sur le marché du gaz naturel et des instruments dérivés de la Californie en violation des lois antitrust et des lois sur la concurrence déloyale des États-Unis et de la Californie pour faire monter artificiellement le prix du gaz naturel par divers moyens comme le partage illégal d'informations sur les prix par le biais du courtage en ligne, des indices de prix et d'opérations fictives. Les recours regroupés intentés devant les tribunaux de New York prétendent que la manipulation alléguée par les défenderesses des indices du prix du gaz naturel aurait entraîné une hausse des prix des contrats à terme et des contrats d'options sur gaz naturel négociés sur le NYMEX entre 2000 et 2002. EnCana Corporation n'est plus une partie intimée dans les recours intentés devant les tribunaux de New York; seules WD et plusieurs autres sociétés non liées à la société sont encore défenderesses. Comme à l'habitude, aucun des autres recours collectifs ne précise le montant des dommages-intérêts réclamés.

La société et WD comptent opposer une défense vigoureuse à ces réclamations; toutefois, la société ne peut prévoir le dénouement de ces poursuites 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 ET ESTIMATIONS COMPTABLES

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

GESTION DES RISQUES

Les résultats d'EnCana sont 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

RISQUES FINANCIERS

La société 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 approuvées par la direction générale et est assujéti aux limites établies par le conseil d'administration. Pour gérer le risque de prix des marchandises, la société a conclu diverses ententes sur instruments financiers. La société a comme politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Les détails de ces instruments, y compris les gains ou les pertes non matérialisés, au 30 juin 2005, sont donnés à la note 12 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

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

Dans le cas d'opérations mettant en cause une production ou des actifs lui appartenant, la société a généralement recours aux instruments financiers que constituent les swaps, les tunnels ou les options, lesquels sont conclus avec 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, la société 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 une perte non constatée de 29 M\$.

La société a également conclu des contrats pour l'achat et la vente de gaz naturel dans le cadre de ses activités quotidiennes de gestion de la production lui appartenant. Les contrats physiques relatifs à ces activités comportaient un gain non constaté de 24 M\$.

Dans le cadre de son programme d'optimisation du stockage du gaz naturel, EnCana a conclu des contrats sur instruments financiers et des contrats physiques à divers endroits et pour diverses durées sur les 12 prochains mois dans le but de gérer en partie la volatilité du prix des opérations et des stocks physiques correspondants. Les instruments financiers utilisés comprennent des contrats standardisés, des swaps fixes-variables et des swaps de base.

Dans le cas du risque de prix du pétrole brut, la société a en partie atténué son exposition au risque de prix WTI/NYMEX pour une partie de sa production de pétrole au moyen de swaps de prix fixes, d'écart sur options de vente à trois branches et d'options de vente.

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

Devises

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

En outre, la société 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 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 variable. La société conclut à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen de gérer la composition de l'encours de dettes taux fixes/taux variables.

Risque de crédit

La société est exposée à des pertes liées au crédit en cas de défaut de l'autre partie à un contrat. Cette exposition est atténuée par l'application de politiques de crédit approuvées par le conseil régissant le portefeuille de crédit de la société et par des pratiques de crédit limitant les opérations à celles conclues avec des parties ayant une excellente cote de solvabilité et aux opérations qui sont pleinement garanties. Une partie importante des comptes débiteurs de la société 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 par des politiques et processus. Dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la société sont évalués en tenant compte de tous les risques, dont le risque géologique et le risque technique. Les équipes responsables des actifs adoptent en outre un processus d'évaluation a posteriori, dans le cadre duquel chaque équipe fait un examen approfondi de son programme d'immobilisations antérieur pour déterminer les 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 de la société et les résultats et les éléments de connaissance établis sont partagés à l'échelle de 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 à l'échelle de l'entreprise. Des contrôles de la qualité sont effectués principalement pour les projets d'exploration et les zones de ressources en phase de démarrage, mais on peut y avoir recours pour n'importe quel type de projet.

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

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

La société gère ces risques en appliquant des politiques et des normes 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 de repérer, 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/régénération dans le but de restaurer l'intégrité de l'environnement.

La société gère les risques liés à la sécurité au moyen d'un programme de sécurité visant à 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. De plus, une ligne directe (« Integrity Hotline ») a été mise en place pour ceux et celles qui auraient des questions à soulever concernant les activités d'EnCana.

Protocole de Kyoto

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

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

RISQUES LIÉS À LA RÉPUTATION

EnCana adopte une attitude proactive en ce qui concerne le repérage et la gestion de faits qui ont une incidence sur sa réputation et, pour ce faire, elle a mis en place des méthodes, des lignes directrices et des définitions de responsabilité cohérentes et claires en vue du repérage 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 repérés 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 conventionnelles. Elle continuera également à mettre en valeur des gisements de sables bitumeux in situ de grande qualité.

L'excédent de gaz stocké en 2005, par rapport à 2004, pourrait faire baisser le prix du gaz au cours du troisième trimestre. Cependant, cette situation pourrait être compensée par des températures plus élevées qu'à la normale pendant l'été et par des pannes d'électricité causées par des ouragans plus fréquentes qu'à la normale. Les perspectives pour le reste de l'exercice et les périodes à venir seront influencées par le climat, le calendrier des offres nouvelles et la conjoncture économique.

La volatilité du prix du pétrole brut devrait se poursuivre tout au long de 2005 en raison des incertitudes des marchés quant à la croissance continue de la demande en Chine, à la fiabilité de la production émanant de pays producteurs clés, aux mesures prises par l'OPEP et à l'état général de l'économie mondiale.

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

Le produit tiré de la vente de propriétés secondaires devrait servir à la réduction de la dette et au financement de programmes de rachat d'actions.

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

MISE EN GARDE

INFORMATION PROSPECTIVE

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, selon le sens donné à l'expression « forward-looking statement » dans les dispositions d'exonération de la loi des États-Unis intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes tels que « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter » ou d'autres termes semblables pour évoquer des résultats futurs ou des déclarations concernant une perspective. Les énoncés prospectifs du présent rapport comprennent notamment des déclarations concernant les aspects suivants : les projections relatives à la croissance de la production du gaz naturel tirée des zones de ressources non conventionnelles et la mise en valeur de sables bitumeux in situ, ainsi que les projections relatives au moment où elles ont lieu; les projections relatives à la volatilité des prix du pétrole brut en 2005 et les raisons de cette volatilité; les budgets d'immobilisations prévus pour 2005 et les sources de financement sur lesquelles ils reposent; l'incidence

du programme de gestion des risques de la société, y compris celle du recours à des instruments financiers dérivés; le rachat par la société d'actions en vertu de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités; la défense opposée par la société dans les poursuites intentées contre elle; les prévisions et hypothèses concernant les dépenses en immobilisations; l'incidence de l'accord de Kyoto sur les coûts d'exploitation; les taux d'imposition et les impôts à payer prévus pour 2005 et la justesse de la charge d'impôts prévue par la société; les plans de la société visant à se départir de ses activités d'extraction de LGN, de stockage de gaz naturel et de ses activités en Équateur; et les projections relatives à l'utilisation du produit tiré de la vente des propriétés secondaires, y compris le remboursement de la dette et les achats effectués dans le cadre de son offre de rachat dans le cours normal des affaires. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la société au cours de périodes futures soient sensiblement différents du rendement ou des résultats futurs estimés ou projetés dont il est question, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent, notamment, la volatilité des prix du pétrole et du gaz; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société et de ses filiales, y compris les risques de crédit; l'imprécision des estimations des réserves et des quantités de pétrole, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et autres zones qui ne sont actuellement pas classées dans les réserves prouvées; la capacité de la société et de ses filiales à remplacer et à accroître leurs réserves de pétrole et de gaz; la capacité de la société à générer des flux de trésorerie d'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures, ou de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la société et de ses filiales à assurer le transport adéquat de leurs produits; l'évolution de la réglementation sur l'environnement et d'autres réglementations, ou l'interprétation qui en est faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels la société et ses filiales exercent des activités, dont l'Équateur; les risques de guerre, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où la société et ses filiales exercent des activités ainsi que les menaces de terrorisme; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la société et ses filiales; d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les rapports et les documents déposés par EnCana auprès des autorités en valeurs mobilières. Les énoncés qui se rapportent aux « réserves », aux « ressources » ou aux « ressources potentielles » sont réputés être des énoncés prospectifs, car l'existence de ces réserves et substances selon les quantités estimatives ou hypothétiques, 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, 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, certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ont été convertis en millions de pieds cubes d'équivalents (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes d'équivalents (« kpi³e ») à raison de un baril pour six milliers de pieds cubes (« kpi³ »). De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalents pétrole (« bep »), en milliers de bep (« kbep ») ou en millions de bep (« Mbep ») sur la même base. Les unités Mpi³e, kpi³e, bep, kbep et Mbep peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont utilisées seules. Le ratio de conversion de un baril pour 6 kpi³ est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence valable à la tête du puits.

Zone de ressources, récupération totale estimative, ressources potentielles non comptabilisées, total du portefeuille de ressources et total de la durée des ressources

EnCana utilise les termes « zone de ressources », « récupération totale estimative », « ressources potentielles non comptabilisées », « total du portefeuille de ressources » et « total de la durée des ressources ». EnCana emploie l'expression « zone des ressources » pour décrire un gisement d'hydrocarbures qu'elle sait exister sur une vaste étendue aréale ou le long d'une coupe verticale épaisse, qui, 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 l'expression « récupération totale estimative » au sens de la définition donnée conjointement par la Society of Petroleum Engineers et le Congrès mondial du pétrole en 2000, soit la quantité de pétrole estimée, à une date donnée, récupérable à partir d'un gisement, plus la quantité déjà produite de ce gisement. L'expression « ressources potentielles non comptabilisées » est utilisé par EnCana pour désigner la quantité estimative d'hydrocarbures qui peut être ajoutée aux réserves prouvées par la mise en valeur à faible risque des ressources connues faisant partie des avoirs fonciers existants qui répondent aux seuils économiques cibles de la société. Le total du portefeuille de ressources correspond à la somme des réserves prouvées et du potentiel de ressources non comptabilisées. Le total de la durée des ressources est calculé en divisant le total du portefeuille de ressources par la production annualisée à une date donnée.

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

Toute l'information contenue dans ce rapport de gestion et dans les états financiers consolidés intermédiaires, ainsi que dans les données 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 0,81 \$ US pour 1,00 \$ CA.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures indiquées dans le présent rapport, 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 elles ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En conséquence, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans ce rapport en vue de fournir aux actionnaires et aux investisseurs potentiels des informations supplémentaires relatives aux liquidités de la société ainsi qu'à sa capacité à générer des fonds pour financer ses activités. Les mesures utilisées par la direction sont expliquées plus à fond dans les sections du rapport où il en est question.

Définition d'EnCana

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

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

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