



**EnCana Corporation**

**Rapport de gestion**

**31 décembre 2007**

# Rapport de gestion

*Le présent rapport de gestion d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « Société ») doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Énoncés prospectifs », qui figure à la fin du présent rapport de gestion.*

*Les états financiers consolidés, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars américains, sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Le présent rapport de gestion est en date du 21 février 2008.*

*Certains termes employés dans le présent rapport sont définis dans l'information fournie sur le pétrole et le gaz naturel, les devises, les mesures non conformes aux PCGR ainsi que la définition d'EnCana contenue sous la rubrique « Mise en garde », qui figure à la fin du présent rapport.*

## Activités d'EnCana

EnCana est une société de gaz naturel non classique et d'exploitation intégrée de pétrole occupant une place de chef de file en Amérique du Nord.

EnCana exploite trois secteurs d'activité :

- le secteur Canada, États-Unis et autres, qui englobe les activités en amont d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») de la Société ainsi que des activités connexes. La Société exerce la majorité de ses activités en amont au Canada et aux États-Unis. Les activités d'exploration en mer et à l'étranger visent surtout le Canada atlantique, le Moyen-Orient et l'Europe;
- les activités pétrolières intégrées qui regroupent, d'une part, les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de bitume au moyen de méthodes de récupération in situ au Canada et, d'autre part, les activités de transformation par raffinage du pétrole brut en pétrole et en produits chimiques aux États-Unis. Ce secteur représente la participation de 50 % d'EnCana dans la coentreprise avec ConocoPhillips;
- les activités d'optimisation des marchés, qui visent à accroître la vente de la production des activités en amont d'EnCana. Dans le cadre de ces activités, le groupe Optimisation des marchés procède à l'achat et à la vente de produits à des tiers, afin d'assurer à EnCana une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.

## Points saillants de 2007

En 2007, par rapport à 2006, EnCana :

- a constitué une coentreprise d'activités pétrolières intégrées en Amérique du Nord avec ConocoPhillips;
- a enregistré une hausse de 20 % des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, qui se sont établis à 8 453 M\$, par suite principalement d'une augmentation de 1 018 M\$, avant impôts, des flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant de la coentreprise d'activités pétrolières intégrées avec ConocoPhillips et d'une augmentation de 760 M\$, après impôts, des gains réalisés sur les opérations de couverture;
- a constaté une hausse de 27 % du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies, qui s'est établi à 4 100 M\$;
- a enregistré un bénéfice net des activités poursuivies de 3 884 M\$, soit une baisse de 23 %, en raison surtout de pertes latentes après impôts, établies à la valeur de marché, de 811 M\$ en 2007, comparativement à des gains de 1 357 M\$ en 2006 et d'un gain après impôts de 255 M\$ à la cession d'actifs au Brésil en 2006;
- a constaté des flux de trésorerie disponibles de 2 418 M\$, soit une augmentation de 1 526 M\$;
- a accru de 6 % sa production de gaz naturel, qui s'est établie à 3 566 millions de pieds cubes (Mpi<sup>3</sup>) de gaz par jour (Mpi<sup>3</sup>/j);
- a augmenté de 14 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel;
- a accru de 25 % la production de pétrole brut à Foster Creek et à Christina Lake pour la faire passer à 53 628 barils par jour (b/j). Après la prise en compte de la quote-part de 50 % dans la coentreprise formée avec ConocoPhillips, la production d'EnCana tirée de ces deux biens a fléchi de 37 % pour s'établir à 26 814 b/j;

- a enregistré une diminution de 6 % de son prix du gaz naturel, qui s'est établi à 5,89 \$ le millier de pieds cubes (kpi<sup>3</sup>) et a obtenu, compte tenu de l'incidence des prix des couvertures, un prix moyen pour le gaz naturel de 7,22 \$ le kpi<sup>3</sup>, en hausse de 7 %;
- a fait l'acquisition de droits supplémentaires sur des gisements de gaz naturel à Deep Bossier et des terrains dans le Texas de l'Est pour environ 2 55 G\$ avant ajustements à la clôture;
- a conclu la cession d'actifs en Australie pour 31 M\$, d'actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort pour 159 M\$ et d'activités au Tchad pour 208 M\$;
- a conclu un accord visant la vente de ses participations résiduelles au Brésil pour environ 165 M\$ avant ajustements à la clôture;
- a racheté 38,9 millions de ses actions ordinaires, soit environ 5 % des actions en circulation au début de l'exercice, à un prix moyen de 52,05 \$ l'action dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (« OPRA »), au coût total de 2 025 M\$ en 2007;
- a accru de 2 184 milliards de pieds cubes (Gpi<sup>3</sup>) ses réserves prouvées nettes de gaz naturel et de 241 millions de barils (Mb) ses réserves de pétrole brut et de LGN, à l'exclusion des 398 Mb destinés aux activités pétrolières intégrées;
- a constaté une augmentation de 199 M\$ de ses dépenses en immobilisations totales, de 0,04 \$/kpi<sup>3</sup>e des charges d'exploitation, de 0,01 \$/kpi<sup>3</sup>e des frais d'administration et de 130 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite de la hausse de 5 % du taux de change \$ US/\$ CA;
- a haussé de 113 % son dividende annuel qui est passé de 0,375 \$ par action en 2006 à 0,80 \$ par action en 2007;
- a haussé son dividende trimestriel à 0,40 \$ par action pour le premier trimestre de 2008;
- a approuvé la réalisation du projet Deep Panuke d'exploitation de gaz naturel au large de la Nouvelle-Écosse.

Le 2 janvier 2007, EnCana et ConocoPhillips se sont associées à parts égales dans une coentreprise d'activités pétrolières intégrées en Amérique du Nord. La coentreprise est composée d'une entité en amont et d'une entité en aval. L'entité en amont est composée d'actifs apportés par EnCana, soit principalement les biens pétroliers de Foster Creek et de Christina Lake, tandis que l'entité en aval est composée des raffineries Wood River (Illinois) et Borger (Texas), apportées par ConocoPhillips.

## Contexte commercial

Les résultats financiers d'EnCana sont grandement influencés par les fluctuations du prix des marchandises, dont les écarts de prix, les marges de craquage et le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Le tableau qui suit présente des prix de référence du marché et des taux de change utiles pour comprendre les résultats financiers d'EnCana :

Exercices terminés les 31 décembre (moyenne pour l'exercice)	2007	Variation 2007-2006	2006	Variation 2006-2005	2005
<b>Prix de référence du gaz naturel</b>					
Prix AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	6,61	\$ (5) %	6,98	\$ (18) %	8,48
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	6,86	(5) %	7,22	(16) %	8,62
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	3,95	(30) %	5,65	(19) %	6,96
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	6,58	1 %	6,53	(13) %	7,54
Écart de base (\$/Mbtu)					
AECO/NYMEX	0,75	(29) %	1,06	(33) %	1,59
Rocheuses/NYMEX	2,91	85 %	1,57	(5) %	1,66
Texas/NYMEX	0,28	(60) %	0,70	(35) %	1,08
<b>Prix de référence du pétrole brut</b>					
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	72,41	9 %	66,25	17 %	56,70
Western Canadian Select (WCS) (\$/b)	49,50	11 %	44,69	23 %	36,39
Écart WTI/WCS (\$/b)	22,91	6 %	21,56	6 %	20,31
<b>Marge de raffinage de référence</b>					
Marge de craquage 3-2-1 Chicago (\$/b) <sup>1)</sup>	17,67	32 %	13,38	11 %	12,03
<b>Taux de change</b>					
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	0,930	5 %	0,882	7 %	0,825

<sup>1)</sup> La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence et un baril de diesel. Le calcul des marges de 2005 et de 2006 est fondé sur le diesel à faible teneur en soufre; le calcul de la marge de 2007 est fondé sur le diesel à très faible teneur en soufre.

## Acquisitions et cessions

Le 20 novembre 2007, EnCana a fait l'acquisition de tous les biens gaziers et fonciers de Deep Bossier auprès du groupe Leor Energy, une société fermée du Texas de l'Est, pour environ 2,55 G\$ avant ajustements à la clôture, ce qui a fait monter à 100 % la participation d'EnCana dans ces biens.

Fidèle à sa stratégie relative aux zones de ressources et aux activités de raffinage en Amérique du Nord, EnCana a procédé aux cessions suivantes en 2007 :

- Cession, le 15 août, d'actifs en Australie pour la somme de 31 M\$, ce qui s'est traduit par un gain à la vente de 30 M\$ avant impôts (25 M\$ après impôts);
- Cession, le 30 mai, de ses actifs dans le delta du Mackenzie et dans la mer de Beaufort pour la somme de 159 M\$;
- Cession, le 12 janvier, de ses activités au Tchad pour la somme de 208 M\$, ce qui s'est traduit par un gain à la vente de 59 M\$;
- Cession d'autres biens d'importance moindre.

En plus de ces cessions, EnCana a conclu, le 9 février 2007, la vente des actifs du projet de son complexe à bureaux connu sous le nom de « The Bow » pour environ 57 M\$, ce qui correspond dans une large mesure à son investissement à la date de la cession.

Le produit tiré de ces cessions a été affecté principalement au rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'EnCana.

Le 13 septembre 2007, EnCana a conclu un accord visant la vente de ses participations résiduelles au Brésil pour environ 165 M\$ avant les ajustements de clôture. La vente est conditionnelle au respect de certains critères et à l'obtention d'approbations auprès des autorités de réglementation et sa clôture devrait avoir lieu au cours du premier semestre de 2008.

## Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2007	T4	T3	T2	T1
<b>Total des données consolidées</b>					
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	8 453 \$	1 934 \$	2 218 \$	2 549 \$	1 752 \$
- par action, dilué	11,06	2,56	2,93	3,33	2,25
Bénéfice net	3 959	1 082	934	1 446	497
- par action, de base	5,23	1,44	1,24	1,91	0,65
- par action, dilué	5,18	1,43	1,24	1,89	0,64
Bénéfice d'exploitation <sup>2)</sup>	4 100	849	1 032	1 369	850
- par action, dilué	5,36	1,12	1,37	1,79	1,09
Total de l'actif	46 974				
Dette à long terme	8 840				
Dividendes en espèces, par action	0,800	0,200	0,200	0,200	0,200
<b>Activités poursuivies</b>					
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies <sup>1)</sup>	8 453	1 934	2 218	2 549	1 752
Résultat des activités poursuivies	3 884	1 007	934	1 446	497
- par action, de base	5,13	1,34	1,24	1,91	0,65
- par action, dilué	5,08	1,33	1,24	1,89	0,64
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies <sup>2)</sup>	4 100	849	1 032	1 369	850
Produits, déduction faite des redevances	21 446	5 801	5 596	5 613	4 436

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2006	T4	T3	T2	T1	2005
<b>Total des données consolidées</b>						
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	7 161 \$	1 761 \$	1 894 \$	1 815 \$	1 691 \$	7 426 \$
- par action, dilué	8,56	2,18	2,30	2,15	1,96	8,35
Bénéfice net	5 652	663	1 358	2 157	1 474	3 426
- par action, de base	6,89	0,84	1,68	2,60	1,74	3,95
- par action, dilué	6,76	0,82	1,65	2,55	1,70	3,85
Bénéfice d'exploitation <sup>2)</sup>	3 271	675	1 078	824	694	3 241
- par action, dilué	3,91	0,84	1,31	0,98	0,80	3,64
Total de l'actif	35 106					34 148
Dette à long terme	6 577					6 703
Dividendes en espèces, par action	0,375	0,100	0,100	0,100	0,075	0,275
<b>Activités poursuivies</b>						
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies <sup>1)</sup>	7 043	1 742	1 883	1 839	1 579	6 962
Résultat des activités poursuivies	5 051	643	1 343	1 593	1 472	2 829
- par action, de base	6,16	0,81	1,66	1,92	1,74	3,26
- par action, dilué	6,04	0,80	1,63	1,88	1,70	3,18
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies <sup>2)</sup>	3 237	672	1 064	841	660	3 048
Produits, déduction faite des redevances	16 399	3 676	4 029	3 922	4 772	14 573

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

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

## FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR définie comme les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, exclusion faite des variations nettes des autres actifs et des autres passifs, de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités poursuivies et de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités abandonnées, qui sont traités dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies sont une mesure non conforme aux PCGR définie comme les flux de trésorerie, exclusion faite des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées, qui sont traités dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une mesure conforme aux PCGR, les flux de trésorerie sont d'un usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel. EnCana s'en sert pour aider les dirigeants et les investisseurs à évaluer la capacité de la Société de financer ses programmes de dépenses en immobilisations et de remplir ses obligations financières.

## Sommaire des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies

(en millions de dollars)	2007	2006	2005
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	8 429 \$	7 973 \$	7 430 \$
(Ajouter) Déduire:			
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	-	118	464
Variation des autres actifs et passifs, montant net	(16)	138	(281)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités poursuivies	(8)	3 343	497
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités abandonnées	-	(2 669)	(212)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	8 453 \$	7 043 \$	6 962 \$

### Comparaison de 2007 et de 2006

Les flux de trésorerie d'EnCana pour 2007 ont totalisé 8 453 M\$, soit une hausse de 1 292 M\$ ou 18 %, par rapport à des flux de trésorerie de 7 161 M\$ pour 2006.

Pour 2007, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont atteint 8 453 M\$ (7 043 M\$ pour 2006).

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies en 2007 par rapport à 2006 a résulté des faits suivants :

- les flux de trésorerie liés aux activités pétrolières intégrées se sont élevés à 1 294 M\$ comparativement à 276 M\$ en 2006;
- les gains après impôts réalisés sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel, pétrole brut et autres) se sont établis à 1 023 M\$ comparativement à des gains après impôts de 263 M\$ en 2006;
- le volume de production de gaz naturel en Amérique du Nord s'est accru, en 2007, de 6 % pour se chiffrer à 3 566 Mpi<sup>3</sup>/j, contre 3 367 Mpi<sup>3</sup>/j en 2006;
- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 15 % pour s'établir à 50,05 \$ le baril en 2007, contre 43,71 \$ le baril en 2006;

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies a été atténuée par ce qui suit :

- la charge d'impôts pour 2007 a été de 1 554 M\$, comparativement à celle de 942 M\$ pour 2006, en raison principalement de l'augmentation des flux de trésorerie aux États-Unis et de la hausse des gains de couverture réalisés contrebalancés en partie par une économie d'impôts de 179 M\$ découlant d'une modification législative de l'imposition fédérale des sociétés au Canada;
- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 6 % pour se chiffrer à 5,89 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2007, contre 6,25 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2006;
- le volume de production de LGN en Amérique du Nord a baissé de 15 % en 2007 pour s'établir à 134 154 b/j, contre 157 273 b/j en 2006. La diminution tient compte de l'augmentation du volume de production à Foster Creek, laquelle a été compensée par l'apport de 50 % des biens de Foster Creek et de Christina Lake à la coentreprise que détiennent EnCana et ConocoPhillips et par la baisse normale du rendement des biens classiques.

### Comparaison de 2006 et de 2005

Les flux de trésorerie d'EnCana pour 2006 ont totalisé 7 161 M\$, soit une baisse de 265 M\$ ou 4 % par rapport à 2005, en raison principalement de la diminution de 346 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées d'une année sur l'autre.

Pour 2006, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont atteint 7 043 M\$ (6 962 M\$ pour 2005).

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies a résulté des faits suivants :

- le prix moyen des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 21 % pour s'établir à 43,71 \$ le baril en 2006, contre 36,17 \$ le baril en 2005;
- le volume de production de gaz naturel en Amérique du Nord s'est accru, en 2006, de 4 % pour se chiffrer à 3 367 Mpi<sup>3</sup>/j, contre 3 227 Mpi<sup>3</sup>/j en 2005;
- les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises (gaz naturel et pétrole brut) ont atteint 263 M\$ après impôts pour 2006, comparativement à des pertes de 441 M\$ après impôts pour 2005;

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies a été atténuée par ce qui suit :

- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 16 % pour se chiffrer à 6,25 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2006, contre 7,46 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2005;
- les charges d'exploitation ont augmenté de 15 % pour totaliser 1 655 M\$ pour 2006, contre 1 438 M\$ pour 2005;
- la charge d'impôts exigible, compte non tenu des impôts sur la cession, en 2006, des actifs au Brésil, s'est accrue de 267 M\$ pour atteindre 893 M\$ en 2006, par rapport à 626 M\$ en 2005, compte non tenu des impôts sur la cession d'actifs dans le golfe du Mexique.

### Comparaison des quatrièmes trimestres de 2007 et de 2006

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana en 2007 ont été de 1 934 M\$, soit une augmentation de 192 M\$ ou 11 %, par rapport à ceux de 2006.

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies a résulté des faits suivants :

- le prix moyen des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 54 % pour s'établir à 59,60 \$ le baril en 2007, contre 38,69 \$ le baril en 2006;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités pétrolières intégrées se sont élevés à 222 M\$ en 2007 comparativement à 93 M\$ en 2006;
- les gains après impôts réalisés sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel, pétrole brut et autres) se sont établis à 246 M\$ en 2007, comparativement à des gains après impôts de 160 M\$ en 2006;
- le volume de production de gaz naturel s'est accru, en 2007, de 9 % pour se chiffrer à 3 722 Mpi<sup>3</sup>/j, contre 3 406 Mpi<sup>3</sup>/j en 2006;

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités poursuivies a été atténuée par ce qui suit :

- la charge d'impôts s'est chiffrée à 580 M\$ en 2007, comparativement à 113 M\$ en 2006, en raison principalement d'ajustements apportés aux estimations pour l'ensemble de l'exercice, aux activités aux États-Unis et à des gains de couverture réalisés plus élevés;
- les volumes de production de LGN en Amérique du Nord ont baissé de 12 % en 2007 pour s'établir à 136 137 b/j, contre 154 669 b/j en 2006. La diminution tient compte de l'augmentation du volume de production à Foster Creek, laquelle a été compensée par l'apport de 50 % des biens de Foster Creek et de Christina Lake à la coentreprise que détiennent EnCana et ConocoPhillips et par la baisse normale du rendement des biens classiques.

## BÉNÉFICE NET

### Comparaison de 2007 et de 2006

Pour 2007, le bénéfice net, de 3 959 M\$, a reculé de 1 693 M\$ par rapport à 2006. Le bénéfice net des activités abandonnées, qui s'est établi à 75 M\$ en 2007, a reculé de 526 M\$ par rapport à 2006 en raison surtout de la cession, en 2006, d'installations de stockage du gaz et des actifs en Équateur (dont il est fait mention à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion).

Pour l'exercice 2007, le bénéfice net tiré des activités poursuivies d'EnCana s'est élevé à 3 884 M\$, en baisse de 1 167 M\$ par rapport à 2006. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net tiré des activités poursuivies ont été les suivants :

- les pertes latentes, établies à la valeur de marché, ont atteint 811 M\$ après impôts en 2007 contre des gains de 1 357 M\$ après impôts en 2006;
- la charge d'amortissement et épuisement a monté de 704 M\$ en 2007 en raison surtout de l'augmentation des coûts de mise en valeur, de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'augmentation des volumes de production. De plus, la dotation à l'amortissement et épuisement des raffineries en aval s'est chiffrée à 159 M\$ en 2007. Aucun montant correspondant n'a été comptabilisé en 2006;
- un gain d'environ 255 M\$, après impôts, à la cession de la participation de 50 % dans le gisement de pétrole lourd Chinook découvert au large des côtes du Brésil en 2006;
- des réductions des impôts futurs outre l'incidence mentionnée ci-dessous relativement aux gains (pertes) latents établis à la valeur de marché;
- des gains de change hors exploitation de 217 M\$ après impôts en 2007, sans montant correspondant en 2006;

### Comparaison de 2006 et de 2005

Pour 2006, le bénéfice net d'EnCana, de 5 652 M\$, a augmenté de 2 226 M\$ par rapport à 2005. Le bénéfice net de l'exercice tient compte de gains latents après impôts de 1 370 M\$, établis à la valeur de marché (pertes après impôts de 277 M\$ pour 2005), et de l'incidence de la réduction du taux d'imposition qui se chiffre à 457 M\$ (néant pour 2005). Le bénéfice net tiré des activités abandonnées a augmenté légèrement pour s'établir à 601 M\$ en raison surtout du gain à la cession, pour 2006, d'installations de stockage du gaz naturel, qui a été réduit par la perte à la cession des actifs d'EnCana en Équateur (sujet traité à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion).

Pour l'exercice 2006, le bénéfice net tiré des activités poursuivies d'EnCana s'est élevé à 5 051 M\$, en hausse de 2 222 M\$, par rapport à 2005. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie et dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- des gains latents de 1 357 M\$ après impôts en 2006, établis à la valeur de marché, contre des pertes de 311 M\$ après impôts en 2005;
- un gain à la vente d'environ 255 M\$ après impôts à la cession de la participation de 50 % dans le gisement de pétrole lourd Chinook découvert au large des côtes du Brésil;
- l'augmentation de 343 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, de l'augmentation des taux d'amortissement et d'épuisement et de la progression des ventes.

#### Comparaison des quatrièmes trimestres de 2007 et de 2006

Pour 2007, le bénéfice net d'EnCana, de 1 082 M\$, a augmenté de 419 M\$ par rapport à 2006. Le bénéfice net de 75 M\$ tiré des activités abandonnées en 2007 a trait à des ajustements finaux découlant de la cession en décembre 2005 des activités de traitement des LGN des activités médianes de la Société.

Pour 2007, le bénéfice net tiré des activités poursuivies d'EnCana s'est élevé à 1 007 M\$, en hausse de 364 M\$, par rapport à 2006. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net tiré des activités poursuivies ont été les suivants :

- des gains de change hors exploitation de 267 M\$ après impôts en 2007, contre des pertes de 128 M\$ après impôts en 2006;
- des pertes latentes, établies à la valeur de marché, de 366 M\$ après impôts en 2007 contre des gains de 99 M\$ après impôts en 2006;
- une augmentation de 320 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement en 2007 par rapport à 2006, en raison surtout de l'augmentation des coûts futurs de mise en valeur, de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'augmentation des volumes de production;
- des réductions des impôts futurs, qui tiennent compte de l'incidence dont il est question ci-dessus des gains (pertes) latents établis à la valeur de marché ainsi que d'un montant de 264 M\$ résultant de réductions de taux d'imposition.



## BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

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

### Sommaire du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2007		2006		2005	
	Par action <sup>5)</sup>		Par action <sup>5)</sup>		Par action <sup>5)</sup>	
Bénéfice net, montant déjà établi	3 959	\$ 5,18	\$ 5 652	\$ 6,76	\$ 3 426	\$ 3,85
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :						
- gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché (après impôts)	(811)	(1,06)	1 370	1,64	(277)	(0,31)
- gain (perte) de change non lié à l'exploitation (après impôts) <sup>1)</sup>	217	0,28	-	-	92	0,10
- gain (perte) à l'abandon d'activités (après impôts) <sup>2)</sup>	152	0,20	554	0,66	370	0,42
- économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	301	0,40	457	0,55	-	-
Bénéfice d'exploitation <sup>3) 4)</sup>	4 100	\$ 5,36	\$ 3 271	\$ 3,91	\$ 3 241	\$ 3,64

<sup>1)</sup> Gain (perte) latent à la conversion de la dette libellée en dollars américains émise au Canada, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise et gain (perte) de change lié au règlement d'opérations intersociétés, après impôts. La majeure partie de la dette libellée en dollars américains émise au Canada découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent 5 ans.

<sup>2)</sup> Pour 2007, principalement cession de participations au Tchad, d'actifs en Australie et ajustements finaux liés à la cession, en 2005, d'activités de traitement de LGN; vente d'installations de stockage et de participations en Équateur pour 2006; vente d'activités de traitement de LGN pour 2005.

<sup>3)</sup> Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, des incidences après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices. En 2007, EnCana a modifié son calcul du bénéfice d'exploitation qui ne tient à présent plus compte des effets du change sur le règlement des opérations intersociétés importantes afin de fournir des informations plus comparables d'un exercice à l'autre.

<sup>4)</sup> Les gains ou les pertes latents et les gains ou les pertes de change réalisés au règlement d'opérations intersociétés n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

<sup>5)</sup> Par action ordinaire – résultat dilué.

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

(en millions de dollars)	2007	2006	2005
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	3 884	\$ 5 051	\$ 2 829
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :			
- gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché (après impôts)	(811)	1 357	(311)
- gain (perte) de change non lié à l'exploitation (après impôts) <sup>1)</sup>	217	-	92
- gain (perte) à l'abandon d'activités (après impôts) <sup>2)</sup>	77	-	-
- économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	301	457	-
Bénéfice d'exploitation <sup>3) 4)</sup>	4 100	\$ 3 237	\$ 3 048

<sup>1)</sup> Gain (perte) latent à la conversion de la dette libellée en dollars américains émise au Canada, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise et gain (perte) de change lié au règlement d'opérations intersociétés, après impôts. La majeure partie de la dette libellée en dollars américains émise au Canada découle d'emprunts dont les dates d'échéance excèdent 5 ans.

<sup>2)</sup> Pour 2007, principalement cession de participations au Tchad et d'actifs en Australie.

<sup>3)</sup> Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, des incidences après impôts de la comptabilisation des instruments dérivés à la valeur de marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices. En 2007, EnCana a modifié son calcul du bénéfice d'exploitation qui ne tient à présent plus compte des effets du change sur le règlement des opérations intersociétés importantes afin de fournir des informations plus comparables d'un exercice à l'autre.

<sup>4)</sup> Les gains ou les pertes latents et les gains ou les pertes de change réalisés au règlement d'opérations intersociétés n'ont aucune incidence sur les flux de trésorerie.

## TAUX DE CHANGE

Comme il a été indiqué à la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport de gestion, le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté de 5 %, passant d'une moyenne de 0,882 \$ en 2006 à une moyenne de 0,930 \$ en 2007. Le tableau qui suit présente les incidences pour le trimestre et pour l'ensemble de l'exercice terminés le 31 décembre 2007 sur les activités d'EnCana de cette augmentation par rapport aux périodes correspondantes de 2006.

	2007	T4	T3	T2	T1
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	<b>0,930 \$</b>	<b>1,019 \$</b>	<b>0,957 \$</b>	<b>0,911 \$</b>	<b>0,854 \$</b>
Diminution (augmentation) des éléments suivants :					
- total des dépenses en immobilisations ( <i>en M\$</i> )	<b>(199)</b>	(136)	(63)	(20)	20
- charges d'exploitation ( <i>en \$/kpi<sup>3</sup>e</i> )	<b>(0,04)</b>	(0,12)	(0,05)	(0,01)	0,01
- frais d'administration ( <i>en \$/kpi<sup>3</sup>e</i> )	<b>(0,01)</b>	(0,03)	(0,01)	-	-
- charge d'amortissement et d'épuisement ( <i>en M\$</i> )	<b>(130)</b>	(86)	(40)	(12)	8

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

### Volume de production

	2007	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (Mpi <sup>3</sup> /j)	3 566	3 722	3 630	3 506	3 400
Pétrole brut (b/j)	108 976	109 273	109 967	108 916	107 715
LGN (b/j)	25 178	26 864	26 416	24 500	22 875
Activités poursuivies (Mpi <sup>3</sup> e/j) <sup>1)</sup>	4 371	4 539	4 448	4 306	4 184
Activités abandonnées Équateur (b/j) <sup>2)</sup>	-	-	-	-	-
Activités abandonnées (Mpi <sup>3</sup> /j) <sup>1)</sup>	-	-	-	-	-
Total (Mpi <sup>3</sup> e/j) <sup>1)</sup>	4 371	4 539	4 448	4 306	4 184

  

	2006	T4	T3	T2	T1	2005
Gaz produit (Mpi <sup>3</sup> /j)	3 367	3 406	3 359	3 361	3 343	3 220
Pétrole brut (b/j)	133 066	130 563	132 814	127 459	141 552	131 225
LGN (b/j)	24 207	24 106	23 907	24 400	24 421	25 582
Activités poursuivies (Mpi <sup>3</sup> e/j) <sup>1)</sup>	4 311	4 334	4 299	4 272	4 339	4 161
Activités abandonnées Équateur (b/j) <sup>2)</sup>	11 996	-	-	-	48 650	72 916
Activités abandonnées (Mpi <sup>3</sup> /j) <sup>1)</sup>	72	-	-	-	292	437
Total (Mpi <sup>3</sup> e/j) <sup>1)</sup>	4 383	4 334	4 299	4 272	4 631	4 598

<sup>1)</sup> LGN convertis en milliers de pieds cubes équivalents à raison de 6 000 pieds cubes par baril.

<sup>2)</sup> La cession des activités en Équateur a été conclue le 28 février 2006.

Le volume de production résultant des activités poursuivies a monté de 1 % ou 60 millions de pieds cubes équivalents par jour (« Mpi<sup>3</sup>e/j ») en 2007 par rapport à 2006 pour les raisons suivantes :

- l'accroissement de 14 % de la production des principales zones de ressources de gaz naturel d'EnCana en 2007 par rapport à 2006, atténué par :
- la diminution de 25 % de la production de pétrole brut dans les principales zones de ressources d'EnCana en 2007 par rapport à l'exercice 2006, après la prise en compte de l'apport de 50 % de Foster Creek et de Christina Lake à la coentreprise formée avec ConocoPhillips, et du fait de la baisse de rendement normale des biens classiques.

Sur une base pro forma, le volume de production après la prise en compte de 100 % de la production de Foster Lake et Christina Lake, a augmenté de 5 % ou 221 Mpi<sup>3</sup>e/j en 2007 par rapport à 2006.

### Principales zones de ressources

	Production quotidienne				
	2007	Variation 2007-2006	2006	Variation 2006-2005	2005
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Jonah	557	20 %	464	7 %	435
Piceance	348	7 %	326	6 %	307
East Texas	143	44 %	99	10 %	90
Fort Worth	124	23 %	101	44 %	70
Greater Sierra	211	(1) %	213	(3) %	219
Cutbank Ridge	234	38 %	170	85 %	92
Bighorn	119	31 %	91	65 %	55
CBM	259	34 %	194	73 %	112
Shallow Gas <sup>1)</sup>	726	(2) %	739	(3) %	765
	2 721	14 %	2 397	12 %	2 145
<b>Pétrole (kb/j)</b>					
Foster Creek	49	31 %	37	27 %	29
Christina Lake	5	(13) %	6	9 %	5
Quote-part de 50 % du coentrepreneur	(27)	-	-	- %	-
	27	(37) %	43	24 %	34
Pelican Lake	23	(1) %	24	(9) %	26
	50	(25) %	66	10 %	60
<b>Total (Mpi<sup>3</sup>e/j)</b>	3 021	8 %	2 795	12 %	2 506

	<b>Activité de forage</b> <b>(nombre de puits nets forés)</b>		
	2007	2006	2005
<b>Gaz naturel (<i>Mpi<sup>3</sup>/j</i>)</b>			
Jonah	135	163	104
Piceance	286	220	266
East Texas	35	59	84
Fort Worth	75	97	59
Greater Sierra	109	115	164
Cutbank Ridge	81	116	135
Bighorn	58	52	51
CBM	1 079	729	1 245
Shallow Gas <sup>1)</sup>	1 914	1 310	1 389
	<b>3 772</b>	<b>2 861</b>	<b>3 497</b>
<b>Pétrole (<i>kb/j</i>)</b>			
Foster Creek	45	6	39
Christina Lake	7	2	-
Quote-part de 50 % du coentrepreneur	(26)	-	-
	<b>26</b>	<b>8</b>	<b>39</b>
Pelican Lake	-	-	52
	<b>26</b>	<b>8</b>	<b>91</b>
<b>Total (<i>Mpi<sup>3</sup>ej</i>)</b>	<b>3 798</b>	<b>2 869</b>	<b>3 588</b>

<sup>1)</sup> Suivant l'approbation des autorités réglementaires reçues à la fin de 2006, les volumes produits dans la zone de ressources de Shallow Gas et tirés des puits nets qui y ont été forés au cours des exercices 2006 et 2005 ont été retraités pour tenir compte des volumes de gaz naturel mélangés provenant des différentes zones dans la même région géographique.

## CANADA, ÉTATS-UNIS ET AUTRES

### Gaz produit

#### Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars, sauf les données unitaires en \$ par milliers de pieds cubes)

	2007											
	Canada			États-Unis			Total					
		\$/kp <sup>3</sup>			\$/kp <sup>3</sup>			\$/kp <sup>3</sup>				
Produits, déduction faite des redevances/Prix	5 058	\$	6,20	\$	2 641	\$	5,38	\$	7 699	\$	5,89	\$
Gains réalisés à la couverture de prix des marchandises	613				1 124				1 737			
Charges												
Taxe à la production et impôts miniers	70		0,09		167		0,34		237		0,18	
Transport et vente	285		0,35		307		0,62		592		0,45	
Exploitation	744		0,92		323		0,65		1 067		0,82	
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/Prix net <sup>1)</sup>	4 572	\$	4,84	\$	2 968	\$	3,77	\$	7 540	\$	4,44	
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées											5,77	\$
Volumes de production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)			2 221				1 345				3 566	

  

	2006											
	Canada			États-Unis			Total					
		\$/kp <sup>3</sup>			\$/kp <sup>3</sup>			\$/kp <sup>3</sup>				
Produits, déduction faite des redevances/Prix	4 968	\$	6,20	\$	2 742	\$	6,35	\$	7 710	\$	6,25	\$
Gains réalisés à la couverture de prix des marchandises	472				112				584			
Charges												
Taxe à la production et impôts miniers	80		0,10		213		0,49		293		0,24	
Transport et vente	278		0,35		248		0,54		526		0,42	
Exploitation	629		0,79		283		0,65		912		0,74	
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/Prix net <sup>1)</sup>	4 453	\$	4,96	\$	2 110	\$	4,67	\$	6 563	\$	4,85	\$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées											5,32	\$
Volumes de production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)			2 185				1 182				3 367	

  

	2005											
	Canada			États-Unis			Total					
		\$/kp <sup>3</sup>			\$/kp <sup>3</sup>			\$/kp <sup>3</sup>				
Produits, déduction faite des redevances/Prix	5 669	\$	7,27	\$	3 126	\$	7,82	\$	8 795	\$	7,46	\$
Gains réalisés à la couverture de prix des marchandises	(183)				(194)				(377)			
Charges												
Taxe à la production et impôts miniers	76		0,10		325		0,81		401		0,34	
Transport et vente	283		0,36		182		0,46		465		0,40	
Exploitation	521		0,67		212		0,53		733		0,62	
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/Prix net <sup>1)</sup>	4 606	\$	6,14	\$	2 213	\$	6,02	\$	6 819	\$	6,10	\$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées											5,78	\$
Volumes de production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)			2 125				1 095				3 220	

## Variation des produits tirés des activités poursuivies liées à la production de gaz de 2007 en regard de 2006

(en millions de dollars)	2006 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable à			2007 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	Autre <sup>2)</sup>	
Canada	5 440 \$	132 \$	91 \$	8 \$	5 671 \$
États-Unis	2 854	455	456	-	3 765
<b>Total du gaz produit</b>	<b>8 294 \$</b>	<b>587 \$</b>	<b>547 \$</b>	<b>8 \$</b>	<b>9 436 \$</b>

<sup>1)</sup> Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

<sup>2)</sup> Comprend les produits tirés du gaz par rapport à ceux tirés du bitume résultant de la sous-utilisation du potentiel de production ou des refus d'approbation de production par le gouvernement de l'Alberta.

### Comparaison de 2007 et de 2006

Comparativement à l'exercice 2006, les produits tirés du gaz produit, déduction faite des redevances, ont augmenté pour l'exercice 2007, pour les raisons suivantes :

- les gains réalisés sur les couvertures ont totalisé 1 737 M\$ ou 1,33 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2007, comparativement à des gains de 584 M\$ ou 0,47 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2006;
- l'augmentation de 6 % du volume de production du gaz naturel, a été annulée par une baisse de 6 % du prix du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 14 % en 2007, par suite des programmes de forage et d'exploitation fructueux, ainsi que de nouvelles installations, à Jonah, East Texas, Fort Worth et Piceance. Au quatrième trimestre de 2007, le volume de gaz produit aux États-Unis a aussi été légèrement favorisé par l'augmentation du volume découlant de l'acquisition de Deep Bossier (34 Mpi<sup>3</sup>/j). Le volume de gaz produit au Canada s'est accru de 2 % en 2007. La réussite des programmes de forage et des nouvelles installations dans les principales zones de ressources CBM, Cutbank Ridge et Bighorn a été atténuée par la baisse de rendement normale des biens classiques.

Le fléchissement de prix du gaz naturel d'EnCana en Amérique du Nord en 2007, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec la baisse des prix de référence AECO et NYMEX et avec les variations des écarts de base. La variabilité des prix réalisés reflète aussi la pondération des volumes des différents flux gazeux d'EnCana à leurs prix de référence respectifs, après déduction de l'écart de base correspondant.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers ont diminué aux États-Unis de 0,15 \$ par kpi<sup>3</sup>, ou 31 %, en 2007 par rapport à 2006 par suite principalement de la baisse du prix du gaz naturel dans les Rocheuses américaines et d'une diminution des taux de l'impôt sur la valeur et de la taxe de séparation sur des biens au Colorado.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 15 % ou de 0,08 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2007, par rapport à 2006, par suite principalement de la hausse des frais de transport à partir de la zone de Piceance.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel se sont accrues au Canada de 16 %, soit de 0,13 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2007 par rapport à celles de 2006, à la suite du taux de change défavorable entre le dollar américain et le dollar canadien dont il a été question auparavant, de l'augmentation des frais de réparation et d'entretien et de la hausse des taxes foncières et des loyers, contrebalancée en partie par la baisse des coûts de l'électricité. Les charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis ont aussi subi l'effet de la hausse des charges de rémunération à long terme en 2007 comparativement à celles de 2006 en raison de la montée du cours de l'action d'EnCana, occasionnant une augmentation de 0,03 \$ le kpi<sup>3</sup> des charges d'exploitation pour le gaz naturel en Amérique du Nord.

### Comparaison de 2006 et de 2005

Comparativement à l'exercice 2005, les produits, déduction faite des redevances, ont diminué pour l'exercice 2006, pour les raisons suivantes :

- la baisse de 16 % du prix du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, atténuée par :
- une augmentation de 5 % du volume de production du gaz naturel;
- les gains réalisés sur les opérations de couverture ont totalisé 584 M\$ ou 0,47 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2006, comparativement à des pertes de 377 M\$ ou 0,32 \$ par kpi<sup>3</sup> en 2005;

Le volume de gaz produit au Canada s'est accru de 3 % pour 2006, ce qui s'explique surtout par la réussite des programmes de forage dans les principales zones de ressources CBM, Cutbank Ridge et Bighorn, ainsi que de travaux de raccordement et de remise en service

de puits supplémentaires dans plusieurs régions. CBM représente les volumes de gaz mélangé tirés des intervalles de charbon et de sable selon l'approbation réglementaire. La hausse a été cependant contrebalancée en partie par des travaux d'entretien imprévus, la baisse normale de la production, des remises en état prévues et les retards dus aux conditions climatiques pour la principale zone de ressources Shallow Gas et les biens classiques, qui se sont traduits par la diminution des volumes de production. Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 8 % pour l'exercice 2006, par suite des forages fructueux à Fort Worth, Jonah, Piceance et East Texas et des retombées de l'acquisition de biens dans le bassin de Fort Worth à la fin de 2005.

En 2006, le prix de vente du gaz naturel d'EnCana en Amérique de Nord, compte non tenu de l'incidence des couvertures, s'est élevé à 6,25 \$ le kpi<sup>3</sup>, en baisse de 16 % par rapport à celui de 2005. Cette baisse correspond au recul de 18 % du prix AECO et de 16 % du prix NYMEX. Les gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises en Amérique du Nord au titre du gaz naturel se sont chiffrés à environ 584 M\$, ou 0,47 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2006, contre des pertes de quelque 377 M\$, ou 0,32 \$ le kpi<sup>3</sup>, en 2005. Les gains réalisés sur les couvertures pour 2006 s'expliquent par le fait que les instruments de couverture avec option de vente ont été négociés à des cours plus élevés que pour 2005, et par la baisse des prix du gaz naturel en Amérique du Nord en 2006 par rapport à 2005.

Pour 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel, qui sont habituellement exprimées en pourcentage des produits, sont demeurées inchangées au Canada, par suite principalement de la baisse du prix du gaz naturel, annulée en partie par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au gaz naturel aux États-Unis ont diminué de 0,32 \$ le kpi<sup>3</sup>, soit de 40 %, pour l'exercice 2006, en raison surtout de la diminution de la taxe à la production et de la taxe de séparation sur les biens au Colorado et de la baisse des prix du gaz naturel.

Pour 2006, les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 0,08 \$ le kpi<sup>3</sup>, soit de 17 %, par rapport à l'exercice précédent, par suite principalement de la hausse des frais de transport à partir de puits en exploitation à Piceance, à East Texas et dans certains autres biens au Colorado.

Pour 2006, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel canadien se sont accrues de 18 %, soit de 0,12 \$ le kpi<sup>3</sup>, par rapport à celles de 2005, à la suite du renforcement du dollar canadien par rapport au dollar américain, d'une intensification de l'activité sectorielle, de l'augmentation des taxes foncières et des loyers, des tarifs d'électricité et des salaires et des charges sociales. Pour l'exercice 2006, les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 23 %, soit de 0,12 \$ le kpi<sup>3</sup>, par suite principalement de l'intensification de l'activité sectorielle, de la hausse du prix des produits chimiques, des salaires, des travaux de reconditionnement et des frais de réparation et d'entretien. Pour 2006, l'augmentation des charges d'exploitation au Canada et aux États-Unis a été partiellement neutralisée par la baisse des charges de rémunération à long terme, comparativement à celles de 2005.

## Pétrole brut et LGN

### Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars)

	2007		
	Canada <sup>1)</sup>	États-Unis	Total
Produits, déduction faite des redevances	1 645 \$	309 \$	1 954 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	32	22	54
Transport et vente	42	-	42
Exploitation	266	-	266
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 305 \$	287 \$	1 592 \$
	2006		
	Canada <sup>1)</sup>	États-Unis	Total
Produits, déduction faite des redevances	1 530 \$	267 \$	1 797 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	36	20	56
Transport et vente	52	-	52
Exploitation	237	-	237
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 205 \$	247 \$	1 452 \$
	2005		
	Canada <sup>1)</sup>	États-Unis	Total
Produits, déduction faite des redevances	1 297 \$	245 \$	1 542 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	28	24	52
Transport et vente	17	-	17
Exploitation	206	-	206
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 046 \$	221 \$	1 267 \$

<sup>1)</sup> Ne tient pas compte de Foster Creek/Christina Lake, traités à la rubrique « Activités pétrolières intégrées ».

## Variation des produits tirés des activités poursuivies liées à la production de pétrole brut et de LGN de 2007 en regard de 2006

(en millions de dollars)	2006 produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2007 produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	
Canada <sup>2)</sup>	1 530 \$	221 \$	(106) \$	<b>1 645 \$</b>
États-Unis	267	15	27	<b>309</b>
Total, pétrole brut et LGN	1 797 \$	236 \$	(79) \$	<b>1 954 \$</b>

<sup>1)</sup> Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

<sup>2)</sup> Compte non tenu de Foster Creek/Christina Lake, traités à la rubrique « Activités pétrolières intégrées ».

### Comparaison de 2007 et de 2006

Comparativement à l'exercice 2006, les produits tirés du pétrole brut et des LGN, déduction faite des redevances, ont augmenté pour l'exercice 2007, pour les raisons suivantes :

- l'accroissement de 13 % du volume de production du pétrole brut au Canada et de 11 % du volume de production des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, atténué en partie par une baisse de 6 % du prix des LGN en Amérique du Nord;
- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN totalisant 110 M\$, ou 3,05 \$ le baril, pour l'exercice 2007, contre des pertes de 125 M\$, ou 3,32 \$ le baril, en 2006.

La production de pétrole brut au Canada a diminué de 9 % en raison principalement des baisses de rendement normales des biens classiques.

### Comparaison de 2006 et de 2005

Comparativement à l'exercice 2005, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté pour l'exercice 2006, pour les raisons suivantes :

- l'accroissement de 16 % du volume de production du pétrole brut au Canada et de 16 % du volume de production des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN totalisant 125 M\$, ou 3,32 \$ le baril, pour l'exercice 2006, contre des pertes de 218 M\$, ou 5,18 \$ le baril, en 2005.

La production de pétrole brut et de LGN en Amérique du Nord a fléchi de 6 % par suite du versement de redevances à l'égard de Pelican Lake, de travaux d'entretien non prévus, de retards dans les programmes d'immobilisations dans le sud de l'Alberta et des baisses de rendement normales. Le bien Pelican Lake d'EnCana a atteint la rentabilité en avril 2006, d'où la hausse des redevances versées au gouvernement de l'Alberta et la baisse du volume de pétrole brut correspondant à la quote-part d'EnCana du produit net, d'environ 6 000 b/j au moment de l'atteinte de la rentabilité.

### Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Canada <sup>1)</sup>		
	2007	2006	2005
Prix <sup>2)</sup>	<b>50,76 \$</b>	44,83 \$	38,49 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	<b>1,09</b>	1,11	0,79
Transport et vente	<b>1,32</b>	0,91	1,08
Exploitation	<b>9,03</b>	7,69	5,90
Prix net	<b>39,32 \$</b>	35,12 \$	30,72 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	<b>82 162</b>	90 298	96 846

<sup>1)</sup> Ne tient pas compte de Foster Creek/Christina Lake, traités à la rubrique « Activités pétrolières intégrées ».

<sup>2)</sup> Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couvertures réalisées.

### Comparaison de 2007 et de 2006

Le prix du pétrole brut produit au Canada par EnCana en 2007 a augmenté de 13 % par rapport à 2006. Ce mouvement reflète les variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS par rapport à 2006. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut pour le Canada se sont élevées à environ 96 M\$, soit 3,20 \$ par baril en 2007, contre des pertes d'environ 110 M\$, soit 3,43 \$ par baril en 2006.



Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut au Canada ont augmenté de 45 % ou 0,41 \$ par baril en 2007, par rapport à 2006, en raison de la hausse des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn, de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain et de frais de commercialisation accrus.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut au Canada se sont accrues de 17 % ou 1,34 \$ le baril en 2007 comparativement à 2006. Cet accroissement s'explique surtout par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, par l'augmentation des travaux de reconditionnement, par l'augmentation des charges de rémunération à long terme découlant de la hausse du cours de l'action d'EnCana ainsi que par l'augmentation des prix des produits chimiques, atténués par la baisse des coûts d'électricité.

#### Comparaison de 2006 et de 2005

La hausse du prix du pétrole brut produit au Canada par EnCana en 2006, compte non tenu de l'incidence des couvertures, reflète la hausse de 17 % du prix du pétrole brut de référence WTI par rapport à 2005. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut pour le Canada se sont élevées à environ 110 M\$, soit 3,43 \$ par baril en 2006, contre des pertes d'environ 218 M\$, soit 6,21 \$ par baril en 2005. La diminution des pertes réalisées sur les couvertures pour 2006 s'expliquent par le fait que les instruments de couverture à prix fixe et avec option de vente ont été négociés à des cours plus élevés que pour 2005, et par la hausse des prix de référence du pétrole en 2006 par rapport à 2005.

En 2006, la production de pétrole brut au Canada a diminué de 7 % par rapport à 2005, par suite du versement de redevances à l'égard de Pelican Lake en avril 2006, de la cession de biens et de la baisse de la production des biens classiques.

Pour 2006, les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut au Canada ont augmenté de 41 %, soit de 0,32 \$ par baril, par rapport à l'exercice précédent, par suite principalement de l'accroissement de la production tirée des biens Weyburn et Senlac, en Saskatchewan, qui sont assujettis à la taxe à la production sur les terres libres de toute servitude et à l'impôt sur les ressources de la Saskatchewan, de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'incidence de la hausse des prix en général.

Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut au Canada ont baissé de 16 % ou 0,17 \$ par baril en 2006, par rapport à 2005, en raison de la baisse des frais de transports résultant de la cession de biens dont les taux et les coûts étaient plus élevés en 2005.

Au cours de l'exercice 2006, les charges d'exploitation unitaires du pétrole brut au Canada ont augmenté de 30 %, soit de 1,79 \$ par baril, par rapport à celles de l'exercice 2005, par suite principalement de la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la hausse des tarifs d'électricité, de l'ajustement des données d'un exercice antérieur attribuable à un bien non exploité, de l'intensification de l'activité sectorielle et de la diminution de la production à Pelican Lake, en raison du versement de redevances au deuxième trimestre de 2006.

#### Résultats unitaires – LGN

Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit. Les charges directement associées à la production des LGN, comme la taxe à la production et les impôts miniers et comme les charges de transport et de vente, ont totalisé 26 M\$ en 2007, contre 22 M\$ en 2006.

#### Amortissement et épuisement – Activités en amont

EnCana utilise la méthode de comptabilisation au coût entier et calcule la charge d'amortissement et d'épuisement pays par pays, par centre de coûts. En conséquence, le taux d'amortissement est le même pour le Canada et pour les biens de Foster Creek et Christina Lake.

#### Comparaison de 2007 et de 2006

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont de l'exercice 2007 s'est élevée à 3 423 M\$, en hausse de 555 M\$ ou 19 % par rapport à celles de 2006, pour les raisons suivantes :

- le volume de production en Amérique du Nord, compte non tenu de Foster Creek et Christina Lake, a augmenté de 4 %;
- les taux d'amortissement et d'épuisement ont été plus élevés en 2007 qu'en 2006 en raison principalement de la progression des frais de mise en valeur futurs et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- pour 2007, la charge d'amortissement et d'épuisement comportait des pertes de valeur de 44 M\$ et de 24 M\$ relatives à des projets d'exploration en France et à Oman, respectivement, comparativement à des pertes de valeurs de 6 M\$ pour 2006.

### Comparaison de 2006 et de 2005

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont de l'exercice 2006 s'est élevée à 2 868 M\$, en hausse de 296 M\$ ou 12 % par rapport à celles de 2005, pour les raisons suivantes :

- le volume de production en Amérique du Nord, compte non tenu de Foster Creek et Christina Lake, a augmenté de 2 %;
- les taux d'amortissement et d'épuisement ont été plus élevés en 2006 qu'en 2005 en raison principalement du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et d'une augmentation des frais de mise en valeur futurs, facteurs qui ont été en partie annulés par l'incidence de la cession des activités dans le golfe du Mexique en mai 2005;
- pour 2006, la charge d'amortissement et d'épuisement comportait des pertes de valeur de 6 M\$ relatives à des projets d'exploration au Moyen-Orient, comparativement à des pertes de valeurs de 7 M\$ pour 2005.

## ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

### Activités de Foster Creek et Christina Lake

#### Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars)	Foster Creek/Christina Lake		
	2007	2006	2005
Produits, déduction faite des redevances	738 \$	941 \$	529 \$
Charges			
Transport et vente	366	476	350
Exploitation	159	194	137
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	213 \$	271 \$	42 \$

#### Variation des produits tirés des activités poursuivies liées à la production de pétrole brut de 2007 en regard de 2006

(en millions de dollars)	2006 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable à			2007 Produits, déduction faite des redevances
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	Autre <sup>2)</sup>	
Foster Creek/Christina Lake	941 \$	66 \$	(168) \$	(101) \$	738 \$

<sup>1)</sup> Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

<sup>2)</sup> Les produits présentés tiennent compte de la valeur du condensat vendu comme mélange de bitume. Les coûts du condensat sont comptabilisés dans les frais de transport.

#### Comparaison de 2007 et de 2006

Comparativement à l'exercice 2006, les produits, déduction faite des redevances, ont diminué pour l'exercice 2007, pour les raisons suivantes :

- le volume de production de pétrole brut attribuable à Foster Creek et Christina Lake a baissé de 37 % par suite de la constitution de la coentreprise avec ConocoPhillips, en partie atténuée par une augmentation de 10 % du prix du pétrole brut, compte non tenu des couvertures. Sur une base pro forma, le volume de production après la prise en compte de 100 % de la production de Foster Lake et Christina Lake, a augmenté de 25 % pour s'établir à 53 628 b/j en 2007 par rapport à 2006;
- les pertes réalisées sur les couvertures ont totalisé 43 M\$, ou 3,88 \$ le baril, pour l'exercice 2007, contre des pertes de 62 M\$, ou 3,98 \$ le baril, en 2006;
- les achats de condensat servant au mélange du bitume à Foster Creek et Christina Lake ont diminué par suite de la coentreprise avec ConocoPhillips.

#### Comparaison de 2006 et de 2005

Comparativement à l'exercice 2005, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté pour l'exercice 2006, pour les raisons suivantes :

- l'augmentation de 66 % du prix du pétrole brut provenant de Foster Creek et Christina Lake, compte non tenu des couvertures, combinée à une augmentation de 24 % du volume de production résultant de la poursuite de la mise en valeur à Foster Creek;
- les pertes réalisées sur les couvertures ont totalisé 62 M\$, ou 3,98 \$ le baril, pour l'exercice 2006, contre des pertes de 77 M\$, ou 6,16 \$ le baril, en 2005.

## Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Foster Creek/Christina Lake		
	2007	2006	2005
Prix <sup>1)</sup>	40,14 \$	36,49 \$	22,02 \$
Charges			
Transport et vente	2,88	2,64	1,54
Exploitation	14,46	12,38	10,94
Prix net	22,80 \$	21,47 \$	9,54 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	26 814	42 768	34 379
Volume de production pro forma (b/j) <sup>2)</sup>	26 814	21 384	17 190

<sup>1)</sup> Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couvertures réalisées.

<sup>2)</sup> Les volumes de production de 2005 et de 2006 sont ajustés sur une base pro forma pour tenir compte de l'apport de 50 % de Foster Creek et Christina Lake à la coentreprise avec ConocoPhillips en 2007.

### Comparaison de 2007 et de 2006

Le prix du pétrole brut produit à Foster Creek et Christina Lake en 2007 a augmenté de 10 % par rapport à 2006. Ce mouvement reflète les variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS par rapport à 2006.

Les charges unitaires de transport et de vente imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake ont augmenté de 9 % ou 0,24 \$ par baril en 2007 par rapport à celles de 2006, du fait qu'un pourcentage plus important du volume produit est livré sur la côte américaine du golfe du Mexique en 2007 par rapport à 2006 ainsi que du fait de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de Foster Creek et de Christina Lake ont augmenté de 17 %, ou 2,08 \$ le baril, en 2007 par rapport à 2006. Cette augmentation reflète la hausse du coût du carburant acheté à Foster Creek pour le drainage au moyen de vapeur des nouveaux puits doubles avant de démarrer la production, la progression des frais de réparation et d'entretien, des salaires et des avantages sociaux et des prix des produits chimiques. De plus, par rapport à 2006, les charges d'exploitation se sont ressenties en 2007 de la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'augmentation de la charge de rémunération à long terme résultant de la hausse du cours de l'action d'EnCana.

### Comparaison de 2006 et de 2005

La hausse du prix du pétrole brut produit à Foster Creek/Christina Lake en 2006, compte non tenu de l'incidence des couvertures, reflète la hausse de 17 % du prix du pétrole brut de référence WTI par rapport à 2005 et l'accès élargi aux marchés de la côte du golfe du Mexique. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut pour Foster Creek et Christina Lake se sont élevées à environ 62 M\$, soit 3,98 \$ par baril en 2006, contre des pertes d'environ 77 M\$, soit 6,16 \$ par baril, en 2005. La diminution des pertes sur les couvertures en 2006 s'explique par le fait que les instruments de couverture à prix fixe et avec option de vente ont été négociés à des cours plus élevés qu'en 2005, et par la hausse des prix de référence du pétrole en 2006 par rapport à 2005.

Les charges unitaires de transport et de vente imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake ont augmenté de 71 % ou 1,10 \$ par baril en 2006 par rapport à celles de 2005, du fait qu'un pourcentage plus important du volume produit est livré sur la côte américaine du golfe du Mexique pour profiter de prix de vente plus élevés ainsi que du fait de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les charges de transport et de vente imputées au pétrole brut tiennent aussi compte du coût des condensats achetés pour le mélange du bitume, qui ont totalisé 435 M\$ (330 M\$ en 2005) et ne sont pas inclus dans les calculs des charges unitaires de transport et de vente.

Par rapport à 2005, les charges d'exploitation imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et Christina Lake en 2006 se sont accrues de 13 % ou 1,44 \$ par baril en raison surtout de travaux de reconditionnement à Foster Creek, de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la hausse des tarifs d'électricité, de la hausse des prix des produits chimiques, de l'augmentation des travaux de réparation et d'entretien ainsi que de l'activité sectorielle accrue.

### Amortissement et épuisement – Foster Creek et Christina Lake

EnCana utilise la méthode de comptabilisation au coût entier et calcule la charge d'amortissement et épuisement pays par pays, par centre de coûts. En conséquence, le taux d'amortissement est le même pour le Canada et pour les biens de Foster Creek et Christina Lake.

### Comparaison de 2007 et de 2006

La charge d'amortissement et d'épuisement pour Foster Lake et Christina Lake en 2007 s'est élevée à 125 M\$, en baisse de 32 M\$ ou 20 % par rapport à celle de 2006, pour les raisons suivantes :

- la baisse de 37 % du volume de production a été atténuée en partie par les facteurs suivants :
- les taux unitaires d'amortissement ont été plus élevés en 2007 qu'en 2006 en raison de la croissance des frais de mise en valeur futurs et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

### Comparaison de 2006 et de 2005

La charge d'amortissement et d'épuisement pour Foster Lake et Christina Lake en 2006 s'est élevée à 157 M\$, en hausse de 41 M\$ ou 35 % par rapport à celles de 2005, pour les raisons suivantes :

- le volume de production s'est accru de 24 %;
- les taux unitaires d'amortissement ont été plus élevés en 2006 qu'en 2005 en raison de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la croissance des frais de mise en valeur futurs.

## Activités en aval

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2007
Produits	7 315 \$
Charges	
Exploitation	428
Produits achetés	5 813
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	1 074 \$

Les activités en aval ont démarré le 2 janvier 2007, quand EnCana est devenue copropriétaire à parts égales de l'entité qui comprend les raffineries Wood River et Borger, exploitées par ConocoPhillips.

La raffinerie Borger, située à Borger, au Texas, a une capacité d'environ 146 000 b/j de pétrole lourd et d'environ 45 000 b/j de LGN (à pleine capacité). En juillet 2007, une nouvelle unité de cokéfaction d'une capacité de quelque 25 000 b/j a été mise en service de même qu'une nouvelle unité de mise au vide et d'unités reconditionnées d'hydrotraitement du gasoil et des distillats.

La raffinerie Wood River, située à Roxana, dans l'Illinois, a une capacité d'environ 306 000 b/j de pétrole lourd (à pleine capacité). Au début de 2007, la raffinerie a parachevé la construction et démarré une installation utilisant une technologie exclusive d'extraction du soufre pour la production d'essence à faible teneur en soufre.

Les raffineries Borger et Wood River ont pour objectif de transformer environ 275 000 b/j de bitume (à pleine capacité) en carburant d'ici 2015. Actuellement, les raffineries ont une capacité de raffinage d'environ 70 000 b/j de bitume.

Les produits tiennent compte de la quote-part de 50 % d'EnCana des ventes de produits du pétrole raffiné aux États-Unis. En 2007, les flux de trésorerie d'exploitation ont été influencés favorablement par des marges de raffinage élevées, comme en témoigne la marge de craquage 3-2-1 Chicago, qui est présentée à la rubrique « Environnement » du présent rapport de gestion. La marge de craquage 3-2-1 Chicago a grimpé de 32 %, s'établissant à 17,67 \$ par baril en 2007, contre 13,38 \$ par baril en 2006. Globalement, les deux raffineries ont une capacité combinée de raffinage de pétrole brut de 452 000 b/j et tournaient en moyenne à 96 % de cette capacité en 2007. Les produits raffinés ont été en moyenne de 457 000 b/j pendant l'ensemble de 2007.

Les produits achetés, principalement du pétrole brut, ont représenté 93 % des charges totales en 2007. Le reste des charges d'exploitation est attribuable à la main-d'œuvre, aux services publics et aux fournitures en 2007.

La charge d'amortissement et d'épuisement des raffineries en aval s'est chiffrée à 159 M\$ en 2007. Aucun montant correspondant n'a été comptabilisé en 2006.

## OPTIMISATION DES MARCHÉS

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2007	2006	2005
Produits	2 944 \$	3 007 \$	4 267 \$
Charges			
Transport et vente	10	16	13
Exploitation	37	62	85
Produits achetés	2 858	2 862	4 159
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	39	67	10
Amortissement et épusement	17	12	8
Bénéfice sectoriel	22 \$	55 \$	2 \$

Les produits et les achats de produits relatifs à l'optimisation des marchés correspondent aux activités qui assurent à la Société la latitude opérationnelle voulue en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle pour accroître la vente de la production d'EnCana.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2006, EnCana a adopté les recommandations de l'abrégié (« EITF ») 04-13, intitulé *Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty*. Cet abrégé porte sur la comptabilisation, sur une base nette dans l'état consolidé des résultats, des achats et des ventes de stocks conclus simultanément avec la même partie contractante. Cette modification a été adoptée avec effet prospectif et n'a pas d'incidence sur le résultat des exercices visés par le présent rapport de gestion. Ces opérations d'achat et de vente permettent à la Société d'optimiser le transport ou de remplir des obligations prévues dans des ententes de commercialisation. L'adoption de cette convention par EnCana a entraîné la réduction de 3 863 M\$ des produits constatés et du coût des produits achetés pour l'exercice 2007 (3 238 M\$ pour l'exercice 2006; néant pour l'exercice 2005).

#### Comparaison de 2007 et de 2006

En 2007, les produits et les charges liés aux produits achetés sont demeurés essentiellement inchangés par rapport à ceux de 2006, de légères baisses de prix ayant été contrebalancées par des augmentations des volumes nécessaires pour les activités d'optimisation.

#### Comparaison de 2006 et de 2005

Les produits et les charges liés aux produits achetés ont enregistré, avant compensation selon l'EITF 04-13, une hausse en 2006. Cette hausse s'explique par la cession de l'usine de LGN Empress à un tiers à la fin de 2005. Pour 2006, cette activité supplémentaire visant à faciliter la circulation du gaz d'EnCana par l'usine Empress a totalisé environ 1,9 G\$. Ce montant a été réduit par la compensation selon l'EITF 04-13 qui a été appliquée prospectivement pour 2006 et qui n'a pas été appliquée aux données de 2005.

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2007	2006	2005
Produits	(1 239) \$	2 050 \$	(466) \$
Charges			
Exploitation	(5)	(12)	2
Amortissement et épusement	92	75	73
Bénéfice sectoriel (perte)	(1 326) \$	1 987 \$	(541) \$

Les produits des activités non sectorielles représentent des gains ou des pertes latents, établis à la valeur de marché, au titre de contrats de couverture du prix de marchandises (gaz naturel et pétrole brut).

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

### Charges non sectorielles consolidées

(en millions de dollars)	2007	2006	2005
Administration	384 \$	271 \$	268 \$
Intérêts débiteurs, montant net	428	396	524
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	64	50	37
Perte (gain) de change, montant net	(164)	14	(24)
Rémunération à base d'actions, options	-	-	15
Perte (gain) à la cession de participations	(65)	(323)	-

### Comparaison de 2007 et de 2006

Les frais d'administration se sont accrus de 113 M\$ en 2007 par rapport à 2006. Cette augmentation d'un exercice à l'autre s'explique principalement par la progression des charges de rémunération à long terme, qui se sont chiffrées à 56 M\$ et sont attribuables à la hausse du cours de l'action d'EnCana. La montée du dollar canadien par rapport au dollar américain a ajouté 18 M\$ supplémentaires et le reste de l'augmentation s'explique par une augmentation de l'effectif, une hausse des salaires et d'autres charges connexes. Pour 2007, les frais d'administration se sont chiffrés à 0,24 \$ par kpi<sup>3</sup>e, comparativement à 0,17 kpi<sup>3</sup>e pour 2006. Les frais d'administration du quatrième trimestre de 2007 ont augmenté de 37 M\$ par rapport à la période correspondante de 2006. Cette augmentation s'explique principalement par la progression des charges de rémunération à long terme, qui se sont chiffrées à 23 M\$, et des coûts accrus de 13 M\$ découlant de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les intérêts débiteurs pour l'exercice 2007 ont augmenté de 32 M\$, en montant net, par rapport à ceux de l'exercice 2006 par suite principalement de l'augmentation de l'encours moyen de la dette. La dette à long terme totale (partie à court terme comprise) d'EnCana a augmenté de 2 709 M\$ pour atteindre 9 543 M\$ au 31 décembre 2007, contre 6 834 M\$ au 31 décembre 2006. Le taux d'intérêt moyen pondéré d'EnCana sur l'encours de la dette pour 2007 s'est chiffré à 5,6 %, contre 5,7 % pour 2006.

Le gain de change de 164 M\$ constaté pour l'exercice 2007 résulte principalement des effets des fluctuations du taux de change sur la dette libellée en dollars américains émise au Canada et sur le règlement d'opérations intersociétés libellées en devises, qui ont été contrebalancés par la réévaluation de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise. Au quatrième trimestre de 2007, le gain de change de 233 M\$ résulte principalement des effets du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain sur le règlement d'opérations intersociétés libellés en devises.

Le gain à la cession en 2007 se rapporte principalement à la cession des participations au Tchad et d'actifs en Australie. En 2006, le gain à la cession se rapporte à la cession de participations dans le projet de pétrole lourd Chinook, au large du Brésil, et à la cession du pipeline Entrega.

### Comparaison de 2006 et de 2005

Les frais d'administration de l'exercice 2006 ont été comparables à ceux de l'exercice 2005, par suite de l'augmentation des frais liés aux bureaux, de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'augmentation des frais généraux, compensés par la diminution des charges de rémunération à long terme qui découlent du prix de l'action ordinaire d'EnCana. Pour 2006, les frais d'administration se sont chiffrés à 0,17 \$ le kpi<sup>3</sup>e, comparativement à 0,18 \$ le kpi<sup>3</sup>e pour 2005.

Pour 2006, les intérêts débiteurs ont diminué de 128 M\$, par rapport à ceux de 2005 par suite de la charge non récurrente de 121 M\$ engagée en 2005 pour rembourser divers billets à moyen terme et de la baisse de l'encours moyen de la dette en 2006 résultant des remboursements effectués au moyen du produit des cessions des participations dans le pipeline Entrega, en Équateur, au Brésil et dans des activités de stockage de gaz naturel.

### Sommaire des gains latents (pertes) évalués à la valeur du marché liés aux activités poursuivies

(en millions de dollars)	2007	2006	2005
Produits			
Gaz naturel	(1 049) \$	1 910 \$	(494) \$
Pétrole brut	(190)	140	28
	(1 239)	2 050	(466)
Charges	(4)	(10)	3
	(1 235)	2 060	(469)
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	(424)	703	(158)
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts	(811) \$	1 357 \$	(311) \$

La volatilité des prix a eu une incidence sur le bénéfice net. Afin de gérer la volatilité du prix des marchandises, EnCana conclut divers contrats d'instruments financiers. Les contrats d'instruments financiers ont été comptabilisés à la valeur de marché à la date des états financiers. Les variations du gain ou de la perte à la valeur de marché reflétées dans les produits tirées des activités non sectorielles sont attribuables à la volatilité selon les périodes sur le marché des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés. Des renseignements complémentaires concernant les contrats d'instruments financiers figurent à la note 18 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

### Impôts sur les bénéfices

#### Comparaison de 2007 et de 2006

Pour 2007, le taux d'imposition effectif s'est établi à 19,4 % contre 27,3 % en 2006. Cette baisse est attribuable à la modification législative de l'imposition fédérale des sociétés (179 M\$) et à la réduction du taux d'imposition fédéral canadien des sociétés (301 M\$). La modification législative correspond à un mode d'instauration progressive de la déductibilité des redevances de la Couronne, qui est maintenant terminé et ne se reproduira plus. Le taux d'imposition fédéral de 19,5 % doit être ramené à 15 % entre 2008 et 2012. Le



taux effectif pour 2006 reflète aussi les réductions des taux d'imposition des sociétés du gouvernement fédéral du Canada et de la province d'Alberta (457 M\$).

Les impôts payés se sont élevés à 1 554 M\$ pour 2007, contre 942 M\$ pour 2006. L'augmentation de 612 M\$ reflète dans une large mesure l'augmentation de 519 M\$ des impôts aux États-Unis en 2007, atténuée par l'économie d'impôts attribuable à la modification fiscale (179 M\$) mentionnée précédemment. L'augmentation des impôts aux États-Unis résulte des flux de trésorerie liés aux activités de raffinerie en aval aux États-Unis et de l'augmentation du bénéfice des activités en amont aux États-Unis.

#### Comparaison de 2006 et de 2005

Pour 2006, le taux d'imposition effectif s'est établi à 27,3 % contre 30,8 % en 2005. Cette baisse est attribuable en grande partie à une diminution de 457 M\$ de la charge d'impôts futurs à la suite de réductions des taux d'imposition des sociétés de l'Alberta et du gouvernement fédéral du Canada qui sont entrées en vigueur au cours du deuxième trimestre de 2006.

Les impôts payés, compte non tenu des impôts payés relativement aux cessions, se sont établis à 893 M\$ en 2006, contre 626 M\$ en 2005. L'augmentation des impôts payés par rapport à 2005 s'explique par l'accroissement du bénéfice au Canada attribuable à des prix plus élevés obtenus en 2005, mais qui sont comptabilisés dans l'exercice 2006 aux fins des impôts. Des impôts supplémentaires de 49 M\$ ont été payés au cours de l'exercice 2006 à la suite de la cession des activités du Brésil, contre des impôts de 578 M\$ payés au deuxième trimestre de 2005 relativement à la cession des activités dans le golfe du Mexique. Ces montants ont été inscrits dans l'état consolidé des flux de trésorerie au titre des activités d'investissement.

Des renseignements complémentaires concernant le taux d'imposition effectif d'EnCana figurent dans la note 9 afférente aux états financiers consolidés. Le taux effectif d'EnCana pour une année donnée est fonction de la relation entre le bénéfice net avant impôts de l'exercice et l'ampleur des éléments représentant les « écarts permanents » exclus du résultat, qui sont assujettis aux impôts exigibles ou aux impôts futurs. Les éléments de ce type sont notamment :

- les effets des cessions d'actifs lorsque les valeurs fiscales des actifs diffèrent de leurs valeurs comptables;
- les ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, qui ont une incidence sur les charges d'impôts futurs;
- la moitié non imposable des gains ou des pertes en capital au Canada;
- les éléments pour lesquels le traitement fiscal est différent du traitement comptable.

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

## DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, MONTANT NET

### Sommaire des dépenses en immobilisations

(en millions de dollars)	2007	2006	2005
Canada	3 330 \$	3 352 \$	3 702 \$
États-Unis	1 919	2 061	1 982
Autres pays	106	106	125
Activités pétrolières intégrées	580	632	393
Optimisation des marchés	6	44	197
Activités non sectorielles	94	74	78
Total des dépenses en immobilisations	6 035	6 269	6 477
Acquisitions	2 702	331	448
Cessions	(481)	(689)	(2 523)
Activités abandonnées	-	(2 647)	(305)
Dépenses en immobilisations, montant net	8 256 \$	3 264 \$	4 097 \$

Au total, les dépenses en immobilisations d'EnCana pour l'exercice terminé les 31 décembre 2007 ont été financées par les flux de trésorerie et des emprunts.

#### Comparaison de 2007 et de 2006

Pour l'exercice 2007, les dépenses en immobilisations ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources d'EnCana en Amérique du Nord et à l'expansion de la capacité de traitement du pétrole lourd en aval de la Société par l'intermédiaire de sa coentreprise avec ConocoPhillips. Comme il a été indiqué à la rubrique sur le taux de change du présent rapport de gestion, les dépenses en immobilisations ont aussi été influencées par la hausse du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien et ont accru de 199 M\$ le total des dépenses en immobilisations.



Pour l'exercice 2007, les dépenses en immobilisations au Canada et aux États-Unis ont diminué de 164 M\$ par rapport à celles de l'exercice 2006, essentiellement pour les raisons suivantes :

- les dépenses en immobilisations pour le Canada se sont chiffrées à 3 330 M\$ en 2007, soit une baisse de 22 M\$ qui s'explique principalement par les facteurs suivants :
  - les coûts de forage et d'achèvement ont diminué en raison de l'accroissement de l'efficacité découlant de l'utilisation d'appareils de forage adaptés. La Société a en outre foré un grand nombre de puits à faible coût dans les principales zones de ressources Shallow Gas et CBM. Au Canada, la Société a foré 3 810 puits nets en 2007, soit une augmentation de 27 % par rapport à 3 001 puits nets en 2006;
  - les coûts des installations ont diminué de 204 M\$ ou 19 % en raison principalement de la hausse des coûts engagés en 2006 du fait de la construction des usines à gaz Steeprock et Kakwa à Cutbank Ridge et à Bighorn, respectivement;
  - les diminutions des dépenses en immobilisations ont été contrebalancées par la hausse du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien qui a accru de 168 M\$ les dépenses en immobilisations pour le Canada;
- pour les États-Unis, les dépenses en immobilisations ont diminué de 142 M\$ pour se chiffrer à 1 919 M\$, en raison surtout de la baisse des coûts de forage et d'achèvement de puits résultant d'efficacités accrues grâce à un plus grand nombre d'appareils de forage adaptés. EnCana a utilisé en moyenne 22 appareils de forage adaptés en 2007, contre cinq en 2006. Le nombre de puits nets forés a augmenté légèrement, passant de 639 en 2006 à 644 en 2007.

#### Comparaison de 2006 et de 2005

En 2006, les dépenses en immobilisations ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources d'EnCana en Amérique du Nord. Les dépenses d'immobilisations affectées à l'exploitation du gaz naturel ont été concentrées dans la mise en valeur des principales zones de ressources de la Société à Cutbank Ridge et Bighorn au Canada et à Piceance, Jonah, East Texas et Fort Worth aux États-Unis. Les dépenses d'immobilisations affectées au pétrole lourd en 2006 ont été concentrées dans l'expansion des projets de drainage par gravité au moyen de vapeur (« DGMV ») réalisés à Foster Creek et Christina Lake et à la mise en valeur de la nouvelle zone de ressources à Borealis.

Pour l'exercice 2006, les dépenses en immobilisations au Canada, aux États-Unis et pour les activités pétrolières intégrées ont diminué de 32 M\$ par rapport à celles de l'exercice 2005, essentiellement pour les raisons suivantes :

- les dépenses en immobilisations pour les activités au Canada et les activités pétrolières intégrées ont diminué de 366 M\$. Cette diminution a été annulée par un écart de change de 255 M\$ et s'établit, en montant net, à 111 M\$. La diminution est attribuable aux facteurs suivants :
  - les coûts liés à la cession de terres publiques et autres terrains ont été inférieurs de 260 M\$, ou 68 %, à ceux de 2005, exercice qui avait été marqué par d'importants achats de terrains;
  - les frais de forage et d'achèvement de puits supplémentaires ont baissé de 307 M\$, ou 13 %, par suite de la diminution du nombre total de puits forés par rapport à 2005;
  - les frais d'aménagement se sont accrues de 199 M\$, ou 16 %, en raison surtout des frais liés à la poursuite des agrandissements des usines de Foster Creek et de Christina Lake, et de la construction des usines à gaz Steeprock et Kakwa à Cutbank Ridge et à Bighorn, respectivement;
  - au Canada, la Société a foré 3 009 puits nets (3 001 puits pour le Canada, 8 puits pour les activités pétrolières intégrées) en 2006, contre 4 038 puits nets en 2005 (3 999 puits pour le Canada, 39 puits pour les activités pétrolières intégrées). Cette diminution découle de la décision de la Société de réduire les activités de forage par suite de l'augmentation des coûts sectoriels et de la nouvelle réglementation concernant les essais d'eau aux puits de CBM, qui ont retardé le forage. Dans divers endroits, la Société a concentré les dépenses en immobilisations vers les travaux de remise en production et de raccordement de puits existants plutôt que vers le forage de nouveaux puits étant donné le contexte actuel en matière de prix.
- les dépenses en immobilisations pour les activités aux États-Unis ont augmenté de 79 M\$ pour s'établir à 2 061 M\$, par suite principalement de frais de forage et d'achèvement de puits supplémentaires à Fort Worth liés à la mise en valeur de la zone Barnett Shale, de l'intensification de l'activité à Jonah après que le Bureau of Land Management Record of Decision eut autorisé la poursuite de la mise en valeur du gisement et le forage de plusieurs puits de gaz profonds dans la formation Deep Bossier dans la région du Texas de l'Est. Le nombre de puits nets forés a augmenté légèrement, passant de 617 en 2005 à 639 en 2006.

#### Dépenses en immobilisations des activités pétrolières intégrées

Les dépenses en immobilisations de l'exercice 2007 ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des zones de ressources Foster Creek et Christina Lake ainsi qu'à des projets de maintien de la capacité et d'expansion de la capacité de production du bitume aux raffineries Wood River et Borger.

### Dépenses en immobilisations visant à l'optimisation des marchés

En 2006 et 2005, ces dépenses ont surtout servi à achever la construction du pipeline Entrega avant la vente conclue en février 2006.

### Dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles

En 2007 et en 2006, les dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles comprennent l'acquisition de terrains et des frais liés à l'aménagement d'un complexe de bureaux à Calgary. Le 9 février 2007, EnCana a annoncé qu'elle avait franchi une étape de plus dans la réalisation de son projet de complexe à bureaux connu sous le nom de « The Bow » en vendant certains actifs du projet et en concluant un bail de 25 ans avec un promoteur immobilier non lié. Des dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles ont en outre été affectées aux systèmes informatiques et aux améliorations locatives.

### Acquisitions, cessions et activités abandonnées

Les acquisitions en 2007 comprenaient l'acquisition de participations dans la formation Deep Bossier dans le Texas de l'Est. EnCana a fait l'acquisition de tous les biens gaziers et fonciers du groupe Leor Energy, une société fermée dans le Texas de l'Est, pour environ 2,55 G\$ avant ajustements à la clôture, ce qui a fait monter à 100 % la participation d'EnCana dans ces biens. En 2006, les acquisitions ont porté sur des biens d'importance moindre.

Les cessions comprennent la vente, en 2007, d'actifs en Australie, d'actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort, de participations au Tchad et des actifs du projet d'immeuble à bureaux The Bow. En 2006, les cessions comprenaient la vente de participations dans le projet de prospection de pétrole lourd Chinook, au large du Brésil, et du pipeline Entrega, au Colorado.

Les activités abandonnées en 2006 comprennent la cession des actifs d'EnCana en Équateur et d'activités de stockage de gaz (points traités à la note 5 afférente aux états financiers consolidés), dont le produit a été diminué des dépenses en immobilisations effectuées avant la vente.

## Réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel

### Réserves prouvées par pays

Prix constants après redevances 31 décembre	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Pétrole brut et LGN <sup>1)</sup> (en millions de barils)		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
Canada <sup>2)</sup>	7 292	7 028	6 517	868,9	1 079,4	932,5
États-Unis	6 008	5 390	5 267	58,3	54,0	53,1
Équateur	-	-	-	-	-	135,0
Total	13 300	12 418	11 784	927,2	1 133,4	1 120,6

<sup>1)</sup> Le pétrole brut et les LGN incluent le condensat.

<sup>2)</sup> Inclut Foster Creek/Christina Lake.

Chaque année, EnCana retient les services d'experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves et leur demande de préparer des rapports pour l'ensemble de ses réserves de pétrole et de gaz naturel. La Société a un comité d'évaluation des réserves formé de membres indépendants du conseil d'administration, qui étudie les compétences et la nomination des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves. Le comité examine en outre la procédure suivie pour la communication des informations aux experts. La communication par EnCana des données relatives aux réserves est couverte par le Règlement 51-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACVM »), modifié par un document de décision en vertu du Régime d'examen concerté, daté du 16 décembre 2003, qui permet l'adoption des normes d'information des États-Unis, y compris celles portant sur la conformité aux pratiques et aux procédures de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis et aux exigences en matière d'information sur les réserves du Financial Accounting Standards Board (« FASB »). Ces normes exigent que les réserves soient estimées au moyen du prix au gisement d'une journée de la marchandise à la date de l'évaluation – dans le cas présent, le 31 décembre 2007.

## Rapprochement des réserves prouvées par pays

Prix constants après redevances 31 décembre 2007	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Pétrole brut et LGN <sup>1)</sup> (en millions de barils)		
	Canada	É.-U.	Total	Canada	É.-U.	Total
Au début de l'exercice	7 028	5 390	12 418	1 079,4	54,0	1 133,4
Apport FCCL à la coentreprise <sup>2)</sup>	-	-	-	(398,0)	-	(398,0)
À compter du 2 janvier 2007	7 028	5 390	12 418	681,4	54,0	735,4
Révisions et amélioration de la récupération	87	78	165	75,5	3,6	79,1
Extensions et découvertes	949	827	1 776	155,8	5,9	161,7
Acquisitions	63	211	274	0,2	-	0,2
Cessions	(24)	(7)	(31)	(0,2)	-	(0,2)
Production	(811)	(491)	(1 302)	(43,8)	(5,2)	(49,0)
À la fin de l'exercice	7 292	6 008	13 300	868,9	58,3	927,2

<sup>1)</sup> Les réserves de pétrole brut et de LGN incluent celles de condensat.

<sup>2)</sup> À compter du 2 janvier 2007, les activités Foster Creek et Christina Lake représentent les actifs en amont apportés par la Société à l'entreprise intégrée à parts égales créée avec ConocoPhillips. Les réserves liées à ces biens revenant à la Société ont été réduites de 398 millions de barils.

### Gaz naturel

Les réserves de gaz naturel prouvées d'EnCana au 31 décembre 2007 ont totalisé 13 300 Gpi<sup>3</sup>. Environ 170 % de la production a été remplacée par de nouvelles réserves en 2007. Les extensions et les découvertes résultant des programmes d'investissement fructueux en dépenses d'exploration et de mise en valeur ont atteint 1 776 Gpi<sup>3</sup>. Les révisions à la hausse de 165 Gpi<sup>3</sup> représentent 1 % des réserves de gaz naturel au début de 2007. Au Canada, les révisions à la hausse de 87 Gpi<sup>3</sup> (ou 1 % du solde d'ouverture) sont surtout attribuables aux principales zones de ressources Cutbank Ridge et Shallow Gas. Aux États-Unis, les révisions à la hausse de 78 Gpi<sup>3</sup> (ou 1 % du solde d'ouverture) sont surtout attribuables au meilleur rendement de la zone de ressources Jonah. En tout, les principales zones de ressources d'EnCana ont représenté plus de 80 % des extensions et des découvertes. Les acquisitions, après déduction des cessions, représentent environ 2 % du solde d'ouverture des réserves de gaz naturel. L'opération sur Leor a représenté 75 % des réserves ajoutées au moyen d'acquisitions en 2007.

### Pétrole brut et LGN

Les réserves de pétrole brut et de LGN prouvées de la Société se sont établies à 927 millions de barils au 31 décembre 2007. Environ 490 % de la production a été remplacée par des additions aux réserves en 2007, et ce, après l'apport à la coentreprise FCCL. Les extensions et les découvertes ont atteint 162 millions de barils, tandis que les révisions à la hausse se sont chiffrées à 79 millions de barils (ou 7 % du solde d'ouverture). Plus de 85 % des extensions et des découvertes, soit 140 millions de barils, provenaient de Christina Lake. Environ 75 % des révisions à la hausse, soit 60 millions de barils, sont attribuables à une expansion des ressources à Foster Creek. Les variations des réserves attribuables aux acquisitions et aux cessions liées aux activités poursuivies au cours de l'exercice 2007 ont été négligeables. Depuis la création, le 2 janvier 2007, de l'entreprise pétrolière intégrée, ConocoPhillips et EnCana détiennent chacune une participation de 50 % dans les activités en amont de Foster Creek et de Christina Lake ainsi que dans les raffineries de Wood River et Borger. À la suite de cette opération, les réserves prouvées estimées de pétrole de la Société ont été réduites de 398 millions de barils.

EnCana continue d'évaluer l'incidence du nouveau cadre de redevances mis en œuvre par le gouvernement de l'Alberta sur ses réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel.

## Activités abandonnées

Fidèle à sa stratégie relative aux zones de ressources et aux activités de raffinage en Amérique du Nord, EnCana a procédé à un certain nombre de cessions au fil des années. Ces cessions sont comptabilisées au titre des activités abandonnées. Le bénéfice net tiré des activités abandonnées par EnCana pour l'exercice 2007 s'est établi à 75 M\$ (601 M\$ pour 2006; 597 M\$ pour 2005).

### Activités médianes

Le gain de 75 M\$ à l'abandon d'activités constaté en 2007 est attribuable à l'expiration d'une obligation liée à la vente, en décembre 2005, des activités de traitement des liquides de gaz naturel du secteur des activités médianes de la Société. L'obligation prévoyait le soutien potentiel du prix du marché, qui n'a pas été utilisé pour les installations, et a été prise en compte en 2005.

En 2006, EnCana a conclu, dans le cadre de deux opérations distinctes avec un même acquéreur, la vente de ses activités de stockage de gaz naturel au Canada et aux États-Unis. Les produits réalisés ont totalisé environ 1,5 G\$; la Société a aussi constaté un gain à la cession de 829 M\$, après impôts.

Le 13 décembre 2005, EnCana a conclu la vente de ses activités de traitement des LGN pour un produit total de 625 M\$. La Société a constaté un gain à la cession d'environ 370 M\$, après impôts.

### Équateur

Le 28 février 2006, EnCana a conclu la vente de ses activités en Équateur pour un produit de 1,4 G\$, avant indemnisations. Une perte de 279 M\$, compte tenu de l'incidence des indemnisations, a été comptabilisée.

EnCana a convenu d'indemniser l'acquéreur de sa participation dans les activités exercées en Équateur pour les pertes qui pourraient survenir dans certaines circonstances, lesquelles sont stipulées dans les conventions de vente des actions. L'indemnité qui devra être versée par EnCana si les pertes excèdent les montants spécifiés dans les conventions de vente sera limitée aux montants maximaux qui y sont établis.

Pendant le deuxième trimestre de 2006, le gouvernement de l'Équateur a saisi à l'opérateur les actifs du bloc 15, dans lequel EnCana détenait auparavant une participation économique de 40 %. Il s'agit d'un événement ouvrant droit à une indemnisation aux termes de la convention de vente conclue entre EnCana et l'acquéreur. L'acquéreur a exigé le paiement et EnCana a versé le montant maximal d'environ 265 M\$, calculé conformément aux modalités des conventions. EnCana ne s'attend pas à devoir verser à l'acquéreur d'autres paiements d'indemnité importants relativement à d'autres aspects commerciaux des conventions de vente d'actions.

Les montants comptabilisés au titre de la charge d'amortissement et d'épuisement pour 2006 et pour 2005 représentent des charges portées en diminution de la valeur comptable nette des activités en Équateur afin de tenir compte de l'estimation la plus probable de la direction de l'écart entre le prix de vente et la valeur comptable sous-jacente des investissements connexes, tel qu'il est exigé en vertu des principes comptables généralement reconnus du Canada.

De plus amples renseignements sur les activités abandonnées se trouvent à la note 5 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

## Situation de trésorerie et sources de financement

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2007	2006	2005
Flux de trésorerie nets liés aux			
Activités d'exploitation	8 429 \$	7 973 \$	7 430 \$
Activités d'investissement	(8 175)	(3 382)	(4 520)
Activités de financement	(119)	(4 294)	(3 396)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises	16	-	(2)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	151 \$	297 \$	(488) \$

### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana en 2007 se sont établis à 8,453 M\$, contre 7 043 M\$ en 2006. Les raisons de cette augmentation sont analysées à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

### Activités d'investissement

Les flux nets de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2007 ont augmenté de 4 793 M\$ par rapport à 2006. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement avaient été réduits en 2006 par les produits dégagés de la cession des activités en Équateur (1,4 G\$) et des activités de stockage du gaz (1,5 G\$). Par rapport à 2006, les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont augmenté de 2 137 M\$ en 2007, en raison surtout de l'acquisition de Deep Bossier, qui a contrebalancé des dépenses en immobilisations qui auraient autrement été moins importantes qu'en 2006.

### Activités de financement

Pour l'exercice 2007, EnCana a procédé à l'émission de titres d'emprunts au montant net de 2 333 M\$, contre un montant net de 61 M\$ au titre de l'émission de titres d'emprunts en 2006. La dette nette d'EnCana, ajustée au titre du fonds de roulement, s'établissait à 10 726 M\$ au 31 décembre 2007, contre 6 566 M\$ au 31 décembre 2006. EnCana dispose de nombreuses ressources financières, notamment des facilités de crédit bancaires engagées et des prospectus préalables.

Le 12 mars 2007, EnCana a effectué au Canada le placement public de billets de premier rang non garantis à moyen terme pour un capital totalisant 500 M\$ CA. Les billets portent intérêt au taux nominal de 4,3 % et viennent à échéance le 12 mars 2012. Le produit net du placement a été affecté au remboursement d'une partie de l'encours de la dette bancaire et des billets de trésorerie d'EnCana.

Le 24 mai 2007, EnCana a déposé un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre et jusqu'à concurrence de 2,0 G\$ CA, ou l'équivalent en devises étrangères, de titres d'emprunt au Canada. Le prospectus préalable remplace le prospectus préalable de 1,0 G\$ CA d'EnCana, qui a été entièrement épuisé.

Le 13 août 2007, EnCana a effectué aux États-Unis le placement public de billets de premier rang non garantis pour un capital totalisant 500 M\$ US. Les billets portent intérêt au taux nominal de 6,625 % et viennent à échéance le 15 août 2037. Le produit net du placement a été affecté au remboursement d'une partie de l'encours de la dette bancaire et des billets de trésorerie d'EnCana.

Le 4 décembre 2007, EnCana a effectué aux États-Unis le placement public de billets de premier rang non garantis pour un capital totalisant 1,5 G\$, en deux séries. La première série, d'un capital de 700 M\$, porte intérêt à un taux nominal de 5,90 % et vient à échéance le 1<sup>er</sup> décembre 2017. La deuxième série, d'un capital de 800 M\$, porte intérêt à un taux nominal de 6,50 % et vient à échéance le 1<sup>er</sup> février 2038. Le produit net du placement a été affecté au remboursement d'une partie des facilités de crédit utilisées pour faire l'acquisition des biens gaziers et des terrains de Deep Bossier dans le Texas de l'Est.

Au 31 décembre 2007, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées et inutilisées de 3,2 G\$ et avait déposé, sans les utiliser, des prospectus préalables l'autorisant à émettre des titres à hauteur de 4,0 G\$, sous réserve des conditions du marché.

Après la clôture de l'exercice, soit le 18 janvier 2008, EnCana a effectué au Canada le placement public de billets de premier rang non garantis à moyen terme pour un capital totalisant 750 M\$ CA. Les billets portent intérêt à un taux nominal de 5,80 % et viennent à échéance le 18 janvier 2018. Le produit net du placement a été affecté au remboursement d'une partie de l'encours de la dette bancaire et des billets de trésorerie d'EnCana.

EnCana jouit d'une cote de crédit de première qualité sur sa dette non garantie de premier rang. Standard & Poor's a attribué à EnCana la cote A- avec « perspectives stables », DBRS Limited, la cote A (faible) avec « tendance stable », et Moody's Investors Service, la cote Baa2 avec « perspectives positives ».

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires dans le cadre de cinq offres de rachat consécutives dans le cours normal des activités. Au cours de l'exercice 2007, EnCana a racheté 38,9 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 2 025 M\$, contre 85,6 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 4 219 M\$ en 2006. Au 31 décembre 2007, le nombre d'actions ordinaires qu'EnCana sera autorisée à racheter en 2008 dans le cadre de la présente offre de rachat s'établit à 75,1 millions. En janvier 2008, EnCana a racheté environ 3,0 millions d'actions ordinaires aux termes de cette offre, pour une contrepartie totale de 191 M\$.

EnCana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires selon ce que décide le conseil d'administration. EnCana a doublé son dividende trimestriel pour l'établir à 0,20 \$ par action au premier trimestre de 2007, et les versements pour l'exercice 2007 ont totalisé 603 M\$, contre 304 M\$ pour l'exercice 2006. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie. En ligne avec l'objectif de création de valeur pour les actionnaires de la Société, le conseil d'administration d'EnCana entend doubler le dividende trimestriel en 2008, qui s'établira à 0,40 \$ par action. Le 13 février 2008, le conseil d'administration de la Société a déclaré un dividende de 0,40 \$ par action pour le premier trimestre de 2008.

## Ratios financiers

31 décembre	2007	2006	2005
Ratio dette nette/capital investi <sup>1)</sup>	34 %	27 %	33 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté <sup>2)</sup>	1,2 x	0,6 x	1,1 x

<sup>1)</sup> La dette nette, mesure non conforme aux PCGR, s'entend de la dette à long terme plus les passifs à court terme moins les actifs à court terme. Le capital investi, mesure non conforme aux PCGR, s'entend de la dette nette plus les capitaux propres.

<sup>2)</sup> Le BAIIA ajusté, mesure non conforme aux PCGR, s'entend du bénéfice des activités poursuivies avant gain à la cession de participations, impôts sur les bénéfices, gain ou perte de change, montant net des intérêts, charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et amortissement et épuisement.

La direction utilise les ratios dette nette/capital investi et dette nette/BAIIA ajusté pour gérer la dette globale de la Société en tant que mesures de la santé financière générale de celle-ci. En date du 31 décembre 2007, le ratio dette nette/capital investi est supérieur à celui obtenu en date du 31 décembre 2006 par suite de l'augmentation de la dette nette résultant principalement de l'acquisition de Deep Bossier.

## Flux de trésorerie disponibles

Pour l'exercice 2007, les flux de trésorerie disponibles d'EnCana ont crû de 1 526 M\$ par rapport à ceux de l'exercice 2006. Cette croissance des flux de trésorerie disponibles est due à la combinaison de l'augmentation des flux de trésorerie totaux et de la diminution du total des dépenses en immobilisations.

(en millions de dollars)	2007	2006	2005
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	8 453 \$	7 161 \$	7 426 \$
Total des dépenses en immobilisations	6 035	6 269	6 477
Flux de trésorerie disponibles <sup>2)</sup>	2 418 \$	892 \$	949 \$

<sup>1)</sup> Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR définie sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion.

<sup>2)</sup> Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux PCGR et correspondent pour EnCana à l'excédent des flux de trésorerie sur le total des dépenses en immobilisations. Ils servent à déterminer les fonds disponibles pour les autres activités d'investissement et/ou de financement.

## Données sur les actions en circulation

(en millions)	2007	2006	2005
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	777,9	854,9	900,6
Actions émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	8,3	8,6	15,0
Actions ordinaires rachetées	(36,0)	(85,6)	(60,7)
Actions ordinaires en circulation à la fin de l'exercice	750,2	777,9	854,9
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – résultat dilué	764,6	836,5	889,2

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation aux 31 décembre 2007 et 2006.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au 31 décembre 2007, environ 3,4 millions d'options non assorties d'un droit alternatif à la plus-value des actions (DAPVA) étaient en cours, dont toutes pouvaient être exercées.

EnCana peut accorder à ses salariés des incitatifs à long terme sous forme d'attributions d'options sur actions et de droits à la valeur des actions liées au rendement (« DVAR »). Les options sur actions attribuées après le 31 décembre 2003 comportent un droit alternatif à la plus-value des actions (« DAPVA ») et les salariés peuvent choisir d'exercer soit l'option sur actions, soit le droit à la plus-value des actions connexe. L'exercice de l'option sur actions donne lieu à l'émission de nouvelles actions ordinaires, tandis que l'exercice du DAPVA donne lieu au versement en espèces par la Société. L'exercice de DVAR n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires par la Société, les actions ayant été acquises par le truchement d'une fiducie pour le paiement, lorsque les critères de rendement établis sont atteints. En 2007, les critères d'acquisition des DVAR attribués en 2004 ayant été satisfaits, la Société a distribué 2,9 millions d'actions provenant de la fiducie. Au 31 décembre 2007, 2,6 millions d'actions étaient détenues en fiducie aux fins de distribution en prévision de l'acquisition des DVAR en cours.

## Obligations contractuelles et éventualités

### Obligations contractuelles<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue				Total
	2008	2009 à 2010	2011 à 2012	2013 et après	
Dettes à long terme <sup>2)</sup>	703 \$	450 \$	3 007 \$	5 400 \$	9 560 \$
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise <sup>3)</sup>	288	631	711	1 821	3 451
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	166	62	73	7 094	7 395
Transport par pipelines	527	933	902	2 222	4 584
Achats de biens et services	404	387	252	621	1 664
Achats de produits	24	48	23	98	193
Contrats de location-exploitation <sup>4)</sup>	70	152	419	3 402	4 043
Engagements relatifs à des dépenses en immobilisations	54	13	133	39	239
Autres engagements à long terme	18	16	3	1	38
<b>Total</b>	<b>2 254 \$</b>	<b>2 692 \$</b>	<b>5 523 \$</b>	<b>20 698 \$</b>	<b>31 167 \$</b>
Ventes de produits	51 \$	96 \$	106 \$	244 \$	497 \$
Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise <sup>3)</sup>	297	643	713	1 791	3 444

<sup>1)</sup> Par ailleurs, la Société a pris des engagements dans le cadre de son programme de gestion des risques. Se reporter à la note 18 afférente aux états financiers consolidés. La Société a également l'obligation de financer son régime de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi comme il est indiqué dans la note 17 afférente aux états financiers consolidés.

<sup>2)</sup> Compte non tenu des intérêts (se reporter à la note 14 afférente aux états financiers consolidés).

<sup>3)</sup> Compte non tenu des intérêts (se reporter à la note 10 des états financiers consolidés).

<sup>4)</sup> Relatif aux locaux à bureaux.

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

Les engagements d'emprunt à long terme d'EnCana, qui s'élevaient à 9 560 M\$ au 31 décembre 2007, comprennent une tranche de 2 001 M\$ au titre d'engagements liés à des acceptations bancaires, à des billets de trésorerie et à des prêts au TIOL. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen de facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme qui ne sont pas assortis d'obligations de remboursement pour l'exercice à venir. D'autres renseignements sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

En date du 31 décembre 2007, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 38 Mpi<sup>3</sup>/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 111 Gpi<sup>3</sup> au prix moyen pondéré de 4,42 \$ le kpi<sup>3</sup>. Au 31 décembre 2007, ces opérations représentaient une perte latente de 309 M\$.

### Contrats de location

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

### Deep Panuke

En octobre 2007, EnCana a obtenu l'autorisation réglementaire de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers visant la réalisation du projet d'exploitation du gaz naturel Deep Panuke, situé à environ 175 km au large de la Nouvelle-Écosse. Le projet de 700 M\$, pour lequel la production devrait démarrer en 2010, pourrait être en mesure de fournir de 200 Mpi<sup>3</sup> à 300 Mpi<sup>3</sup> de gaz naturel par jour aux marchés du Canada et du nord-est des États-Unis.

À la fin de novembre 2007, EnCana a signé une lettre d'entente portant sur les installations de production du projet Deep Panuke. L'entente vise la construction, par Single Buoy Moorings, d'une usine de production qu'EnCana louera à sa mise en service, prévue pour la fin de 2010. EnCana a aussi la possibilité d'acheter les installations. EnCana a déterminé qu'elle avait assumé la quasi-totalité des risques pendant la durée de la construction et, en conséquence, elle comptabilise les installations de production comme une immobilisation en cours pendant la durée de la construction. Une fois entrée en service, l'immobilisation sera classée comme un contrat de location-acquisition.



## **The Bow**

Le 9 février 2007, EnCana a annoncé qu'elle avait franchi une étape de plus dans la réalisation de son projet d'édifice à bureaux The Bow. Elle a vendu les actifs du projet et conclu un bail de 25 ans avec un promoteur immobilier non lié. Les coûts des modifications des plans du bâtiment demandées par EnCana et des améliorations locatives seront pris en charge par la Société.

## **Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »)**

Le 20 novembre 2007, EnCana a fait l'acquisition de certains biens gaziers et fonciers situés au Texas pour une contrepartie d'environ 2,55 G\$, avant ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Kilgore Properties LLC (« Brown Kilgore »), qui détient la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins des impôts des États-Unis. Aux termes de l'entente intervenue avec Brown Kilgore, EnCana exploite les biens, touche tous les produits et règle toutes les charges associées aux biens. L'arrangement avec Brown Kilgore sera finalisé le 18 mai 2008 et les actifs seront alors cédés à EnCana. EnCana a établi que ses liens avec Brown Kilgore constituent un droit dans une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV ») et qu'elle est le principal bénéficiaire de l'EDDV. EnCana a consolidé Brown Kilgore à compter de la date d'acquisition.

## **Actions en justice**

EnCana est partie à diverses actions en justice dans le cours normal de ses activités et elle estime avoir constitué une provision adéquate à cet égard.

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

Pendant la période écoulée entre 2003 et 2005, EnCana et sa filiale de commercialisation américaine en propriété exclusive indirecte, WD Energy Services Inc. (« WD »), ainsi que d'autres sociétés du secteur de l'énergie ont été nommées parties défenderesses dans plusieurs actions en justice relativement à des ventes de gaz naturel de 1999 à 2002 (dont certaines sont des recours collectifs). Les poursuites contiennent des allégations selon lesquelles les défenderesses auraient participé à un complot avec des concurrents non nommés sur le marché du gaz naturel de la Californie en violation des lois antitrust et des lois sur la concurrence déloyale des États-Unis et de la Californie.

Sans admettre une quelconque responsabilité dans les poursuites, WD a convenu de verser 20,5 M\$ pour régler les recours collectifs intentés devant les tribunaux de la Californie. WD a aussi convenu de verser 2,4 M\$ pour régler le recours collectif porté devant la cour de district des États-Unis. Par ailleurs, sans admettre une quelconque responsabilité dans cette affaire, WD a convenu de verser 20 M\$ en règlement du recours déposé par la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis, et 8,2 M\$ en règlement des recours collectifs regroupés déposés devant les tribunaux de New York, dont il a déjà été fait mention.

Les autres actions en justice ont été intentées par des particuliers, dont E. J. Gallo Winery (« Gallo »). Dans sa plainte, Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$. Aucun montant de dommages n'est précisé dans les autres poursuites restantes. Les montants de dommages-intérêts réclamés pourraient tripler en vertu des lois de la Californie.

La Société et WD comptent opposer une défense vigoureuse aux réclamations restantes; la Société ne peut toutefois pas prévoir le dénouement de ces poursuites ou de toute poursuite future à son encontre, ni prévoir si elles aboutiront au versement de dommages-intérêts qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière ou si d'autres poursuites découleront de ces allégations.

## **Conventions comptables et estimations**

### **Modifications de méthodes et de pratiques comptables**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, la Société a adopté les chapitres 1530, « Résultat étendu », 3251, « Capitaux propres », 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » et 3865, « Couvertures » du Manuel de l'ICCA. Conformément aux exigences des nouvelles normes, les exercices antérieurs n'ont pas été retraités, sauf pour reclasser l'écart de conversion selon la description donnée sous la rubrique Résultat étendu.

L'adoption de ces normes n'a pas eu d'incidence importante sur le bénéfice net ou les flux de trésorerie de la Société. Les autres effets de l'application des nouvelles notes sont traités ci-dessous.

### **Résultat étendu**

Les nouvelles normes prévoient la communication d'informations sur le résultat étendu, qui est composé du résultat net et des autres éléments du résultat étendu. Les états financiers consolidés de la Société comprennent à présent un état du résultat étendu dans lequel sont présentés les éléments du résultat étendu. Dans le cas d'EnCana, les autres éléments du résultat étendu comprennent actuellement les variations de l'écart de conversion.

Les variations cumulatives des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, qui est présenté au bilan consolidé comme une nouvelle catégorie dans les capitaux propres. L'écart de conversion cumulé, auparavant présenté comme une catégorie distincte dans les capitaux propres, est à présent inclus dans le cumul des autres éléments du résultat



étendu. Les états financiers consolidés de la Société comprennent à présent un état du cumul des autres éléments du résultat étendu, qui assure une continuité au solde du cumul des autres éléments du résultat étendu.

Les normes sur le résultat étendu ont été adoptées conformément aux dispositions transitoires en vigueur. En conséquence, le solde à la fin de l'exercice, soit au 31 décembre 2007, de 3 063 \$ constaté au titre de l'écart de conversion cumulé (1 375 M\$ au 31 décembre 2006; 1 262 M\$ au 31 décembre 2005) a été reclassé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Par ailleurs, la variation de l'écart de conversion cumulé pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, qui s'établit à 1 688 M\$, est à présent incluse dans les autres éléments du résultat étendu présentés dans l'état du résultat étendu (113 M\$ au 31 décembre 2006; 226 M\$ au 31 décembre 2005).

#### Instruments financiers

La norme sur les instruments financiers établit les critères de comptabilisation et d'évaluation des actifs et des passifs financiers, ainsi que des instruments dérivés. Les méthodes comptables appliquées par EnCana au traitement des instruments financiers sont décrites à la note 1 afférente aux états financiers consolidés.

La Société a adopté la norme sur les instruments financiers conformément à ses dispositions transitoires. En conséquence, au 1<sup>er</sup> janvier 2007, un montant de 52 M\$ au titre des autres actifs a été reclassé dans la dette à long terme afin de tenir compte de l'adoption de la méthode adoptée, qui consiste à capitaliser les coûts de transaction, les primes et les escomptes liés à la dette à long terme dans la dette à long terme. Les coûts capitalisés dans la dette à long terme seront amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Auparavant, la Société reportait ces coûts, classés dans les autres actifs, et les amortissait selon la méthode linéaire sur la durée de l'instrument d'emprunt à long terme correspondant. L'adoption de la méthode du taux d'intérêt effectif pour l'amortissement n'a eu aucune incidence sur le solde des bénéfices non répartis au début de l'exercice.

#### Prises de position récentes en comptabilité

La Société a évalué les prises de positions en comptabilité, nouvelles ou modifiées, qui ont été publiées mais qui ne sont pas encore en vigueur et elle a déterminé que celles qui sont énumérées ci-dessous pourraient avoir une incidence sur la Société :

- À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008, EnCana sera tenue d'adopter les dispositions du chapitre 3031, « Stocks », du Manuel de l'ICCA, qui remplaceront les normes actuelles de comptabilisation des stocks. Selon les nouvelles exigences, les stocks doivent être évalués selon la méthode du premier entré, premier sorti ou selon la méthode du coût moyen pondéré. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana.
- À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008, EnCana sera tenue d'adopter deux nouveaux chapitres de l'ICCA : le chapitre 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », et le chapitre 3863, « Instruments financiers – présentation », qui remplaceront le chapitre 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation ». La nouvelle norme sur les informations à fournir accroîtra les informations fournies par EnCana sur les risques découlant des instruments financiers et sur la façon dont ces risques sont gérés.
- À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008, EnCana sera tenue d'adopter le chapitre 1535 de l'ICCA, « Informations à fournir concernant le capital », qui l'obligera à fournir des informations sur ses objectifs, ses politiques et ses procédures de gestion de son capital.
- En janvier 2006, le Conseil des normes comptables de l'ICCA (le « CNC ») a adopté un plan stratégique concernant l'orientation future des normes comptables au Canada. Ce plan vise à réaliser la convergence des normes comptables du Canada pour les sociétés ouvertes avec les normes internationales d'information financière (les « IFRS »). En mars 2007, le CNC a publié le *Plan de mise en œuvre pour l'intégration des IFRS dans les PCGR canadiens*, qui fixe la date de convergence au 1<sup>er</sup> janvier 2011. Par suite d'un examen du degré de préparation des entreprises, le CNC devrait confirmer cette date avant le 31 mars 2008. La Société continue de surveiller et d'évaluer l'effet de la convergence des PCGR du Canada et des IFRS.

#### Conventions comptables et estimations cruciales

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

#### Capitalisation du coût entier

EnCana applique la note d'orientation de l'ICCA sur la comptabilisation, dans le secteur pétrolier et gazier, du coût entier des biens pétroliers et gaziers. Aux termes de cette note d'orientation, tous les coûts directement liés à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de réserves de gaz naturel et de pétrole brut, y compris les coûts internes et les coûts de mise hors service d'immobilisations, sont immobilisés dans des centres de coûts, pays par pays. Les coûts immobilisés, y compris les coûts estimatifs futurs liés à la mise en valeur, font l'objet de dotations pour amortissement et épuisement selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction des réserves prouvées estimatives. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur les résultats, puisqu'elles constituent un élément essentiel du calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement. Une révision à la baisse de l'estimation de la réserve peut se traduire par une charge d'amortissement et d'épuisement plus élevée en résultat. De plus, si le

montant net des coûts immobilisés est supérieur au plafond calculé, qui se fonde essentiellement sur les estimations de réserves (voir l'explication ci-dessous sur la dépréciation des actifs), l'excédent doit être passé en charges. Lors de la cession d'un bien, le produit est normalement déduit de la catégorie de coût entier correspondante sans constatation d'un gain ou d'une perte à moins d'une variation de 20 % ou plus du taux d'amortissement et d'épuisement.

#### Réserves de pétrole et de gaz naturel

Toutes les réserves de pétrole et de gaz naturel d'EnCana sont évaluées par des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves qui soumettent un rapport à cet égard. L'estimation des réserves est une démarche subjective. Les prévisions sont basées sur des données techniques, des taux de production futurs projetés, des prévisions de prix de marchandises estimatifs et le calendrier des dépenses futures, facteurs qui font tous l'objet de nombreuses incertitudes et de diverses interprétations. Les estimations des réserves pourront être révisées à la hausse ou à la baisse selon les résultats du forage, les essais, les niveaux de production et les possibilités économiques de récupération en fonction des prévisions de flux de trésorerie.

#### Dépréciation des actifs

Selon la méthode de la comptabilisation au coût entier, le test de dépréciation (plafonnement du coût entier) est appliqué pour s'assurer que les coûts non amortis inscrits à l'actif dans chaque centre de coûts ne dépassent pas la juste valeur. La perte de valeur est comptabilisée en résultat net lorsque la valeur comptable d'un centre de coûts ne peut être recouvrée et qu'elle excède la juste valeur du centre de coûts. La valeur comptable du centre de coûts n'est pas recouvrable si elle excède la somme des flux de trésorerie non actualisés liés aux réserves prouvées. Si la somme des flux de trésorerie est inférieure à la valeur comptable, la perte de valeur est limitée à l'excédent de la valeur comptable sur la somme des éléments suivants :

- i) la juste valeur des réserves prouvées et probables;
- ii) le coût des biens non prouvés soumis à un test de dépréciation distinct.

Une perte de valeur est constatée sur les immobilisations liées au raffinage lorsque la valeur comptable ne peut être recouvrée et qu'elle excède la juste valeur. La valeur comptable n'est pas recouvrable si elle excède la somme des flux de trésorerie non actualisés liés à l'utilisation prévue et à la cession éventuelle de l'immobilisation. Si la valeur comptable n'est pas recouvrable, une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur de l'actif lié au raffinage sur les flux de trésorerie actualisés liés à l'actif de raffinage est enregistrée.

#### Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La juste valeur des obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations est constatée dans le bilan consolidé lorsque les obligations sont déterminées et qu'il est possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations incluent les obligations juridiques en vertu desquelles la Société devra mettre hors service des immobilisations corporelles, telles que des sites de puits en production, des plates-formes de production en mer, des installations de traitement du gaz naturel et des installations de raffinage. Ces obligations comprennent aussi les éléments pour lesquels la Société a fait des préclusions promissaires. Les coûts de mise hors service d'immobilisations, qui correspondent à la juste valeur estimative initiale des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, sont immobilisés et intégrés dans le coût des immobilisations correspondantes. Les augmentations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations attribuables à l'écoulement du temps sont inscrites à titre de charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'état consolidé des résultats. Les montants comptabilisés au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations se fondent sur des estimations des réserves et des coûts de mise hors service qui ne seront engagés que dans plusieurs années. Les paiements réels qui seront exigés pour régler les obligations pourront différer des montants estimés.

#### Écart d'acquisition

Au moins une fois l'an, l'écart d'acquisition, qui représente l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur de l'actif net acquis, est soumis par EnCana à un test de dépréciation. L'écart d'acquisition a été attribué aux unités d'exploitation sur la base de la comparaison de leurs valeurs comptables respectives et de leurs justes valeurs. S'il est établi que la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation est inférieure à la valeur comptable de l'unité d'exploitation au moment de l'évaluation, le montant de dépréciation est déterminé en déduisant la juste valeur de la valeur comptable et en l'imputant au solde comptable de l'écart d'acquisition. Le débit de contrepartie est porté dans les résultats consolidés comme élément supplémentaire de la charge d'amortissement et d'épuisement.

#### Instruments financiers dérivés

EnCana utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de marché découlant du prix de marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La Société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

La Société conclut des opérations financières dans le but de réduire son risque lié aux fluctuations de prix relativement à ses opérations d'achat et de vente de marchandises en vue de l'atteinte de ses cibles en matière de rendement des investissements et de ses objectifs de croissance tout en maintenant les ratios financiers prescrits. Ces opérations, qui consistent généralement en des swaps, des tunnels ou des options, sont conclues le plus souvent avec d'importantes institutions financières ou des bourses de marchandises.

EnCana peut également utiliser des instruments financiers dérivés comme des swaps de taux d'intérêt pour gérer la combinaison des taux d'intérêt fixes et variables sur l'encours de sa dette totale et le coût d'emprunt global correspondant. Les swaps de taux d'intérêt donnent lieu à l'échange périodique de paiements, sans échange du montant de capital normal sur lequel les paiements sont fondés, et sont comptabilisés comme l'ajustement des intérêts débiteurs sur l'instrument d'emprunt couvert.

EnCana peut conclure des opérations de couverture au titre du risque de change lié à sa dette à long terme libellée en devises en concluant des contrats de change compensateurs. Les gains et les pertes de change relatifs à ces instruments sont constatés au bilan, sous les autres actifs ou passifs à court terme ou à long terme, et portés en résultat dans l'exercice auquel ils appartiennent, contrebalançant ainsi les pertes et les gains de change respectifs constatés sur la dette à long terme en devises sous-jacente. Les primes ou les escomptes sur ces instruments de change sont amortis à titre d'ajustement des intérêts débiteurs sur la durée du contrat.

EnCana acquiert en outre des contrats de change en vue de la couverture de ventes prévues à des clients aux États-Unis. Les gains et les pertes de change sur ces instruments sont constatés à titre d'ajustement des produits au moment où la vente est comptabilisée.

Les instruments dérivés qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ou qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés selon la méthode de l'évaluation à la valeur du marché. Selon cette méthode, les instruments sont inscrits au bilan consolidé à titre d'actif ou de passif, et les variations de leur juste valeur sont comptabilisées en résultat net. Les gains et les pertes réalisés découlant de dérivés financiers portant sur le prix des marchandises (gaz naturel et pétrole brut) sont constatés dans les produits tirés du gaz naturel et du pétrole brut au moment où la vente connexe se produit. Les gains et les pertes latents sont constatés en produits à la fin de chaque exercice respectif d'établissement d'états financiers. La juste valeur estimative de tous les instruments dérivés se fonde sur les cours ou, en l'absence de cours, sur des indicateurs de marché indépendants. Pour 2005, 2006 et 2007, la Société a choisi de ne désigner aucune de ses activités de gestion des risques de prix actuelles comme des couvertures aux fins comptables et, en conséquence, elle comptabilise tous les instruments dérivés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de marché.

#### Régimes de retraite et autres avantages complémentaires de retraite

EnCana comptabilise ses obligations en vertu des régimes d'avantages sociaux consentis aux salariés ainsi que les coûts connexes, déduction faite des actifs des régimes.

Le coût des prestations de retraite et autres avantages liés à l'emploi, qui est déterminé de façon actuarielle selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services sur la durée des services, reflète l'estimation la plus probable faite par la direction du rendement prévu des actifs du régime, de la progression des salaires, de l'âge de la retraite des salariés et des coûts des soins de santé futurs prévus. Le rendement prévu des actifs du régime est fondé sur la juste valeur de ces actifs. L'obligation est actualisée au moyen du taux d'intérêt du marché qui est en vigueur au début de l'exercice et qui s'applique à des titres d'emprunt de sociétés de grande qualité.

La charge de retraite du régime à prestations déterminées comprend le coût des prestations de retraite gagnées au cours de l'exercice, le coût financier des obligations au titre des prestations de retraite, le rendement prévu des actifs des régimes, l'amortissement de l'obligation transitoire nette, l'amortissement des ajustements découlant des modifications des régimes de retraite et l'amortissement de l'excédent du gain actuariel net ou de la perte actuarielle, sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou sur 10 % de la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants. La période d'amortissement correspond à la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des salariés couverts par les régimes.

La charge de retraite relative aux régimes à cotisations déterminées est constatée au moment où les prestations sont gagnées par les salariés couverts par les régimes. La charge de retraite constitue un élément des coûts de rémunération.

#### Droits à la valeur des actions liés au rendement et droits alternatifs à la plus-value des actions liés au rendement

Les régimes de DVAR et de DAPVAR prévoient diverses attributions fondées sur le rendement d'EnCana par rapport à certaines entreprises comparables ou à des critères de rendement établis au préalable. EnCana passe en charges le coût des DVAR et des DAPVAR en fonction des attributions prévues. Toutefois, les montants devant être payés, le cas échéant, peuvent différer des estimations actuelles. Pour de plus amples renseignements sur ces régimes, voir la note 17 afférente aux états financiers consolidés.

## Gestion des risques

Les résultats d'EnCana sont exposés aux risques suivants :

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

EnCana adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles de toucher la Société.

### RISQUES FINANCIERS

EnCana atténue en partie les risques financiers auxquels elle est exposée au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques. Le recours à des instruments dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par le conseil d'administration. Pour gérer le risque de prix des marchandises, la Société a conclu diverses ententes sur instruments financiers. Le détail de ces instruments, y compris les gains ou les pertes latents, au 31 décembre 2007, figure à la note 18 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

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

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

### Prix des marchandises

Pour atténuer en partie le risque lié au prix du gaz naturel, la Société conclut des swaps qui permettent de fixer les prix NYMEX. Pour se protéger contre l'élargissement des écarts de prix du gaz naturel dans diverses régions de production, EnCana a conclu des swaps visant à fixer l'écart de prix entre ces régions de production et différents points de vente.

EnCana a également conclu des contrats pour l'achat et la vente de gaz naturel dans le cadre de ses activités quotidiennes de gestion de la production lui appartenant. Les contrats physiques relatifs à ces activités comportaient un gain non constaté de 12 M\$ au 31 décembre 2007.

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 environ 17 % de sa production de pétrole prévue pour 2008 au moyen de swaps de prix fixes et d'options de vente.

Afin de gérer les coûts de sa consommation d'électricité, EnCana a conclu deux contrats d'une durée de 11 ans, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, portant sur des dérivés.

### Taux de change

Comme moyen d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, EnCana peut conclure des contrats de change. Elle conclut aussi des contrats de change liés à des opérations de commercialisation de pétrole brut. Les gains ou les pertes sur ces contrats sont constatés au moment où est déterminé l'écart entre le cours au comptant mensuel moyen et le taux à la date du règlement.

EnCana contracte des emprunts en dollars américains et en dollars canadiens afin de gérer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre les deux monnaies. Tout en émettant directement des titres de créance libellés en dollars américains, la Société conclut des swaps croisés de devises à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la dette libellée en dollars américains/dollars canadiens.

### Taux d'intérêt

La Société atténue en partie son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en contractant des emprunts à taux fixe et à taux variable. EnCana a conclu à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen additionnel de gérer la composition du portefeuille d'emprunts à taux fixe et variable.

### **Risque de crédit**

EnCana est exposée à des pertes liées au crédit en cas de défaut de l'autre partie à un contrat. Pour gérer le risque de créances irrécouvrables, le portefeuille des créances de la Société est régi par des politiques de crédit approuvées par le conseil d'administration et les pratiques en matière de crédit permettent de limiter les opérations selon la cote de solvabilité des parties et le degré de garantie des opérations par nantissement de titres. Une partie importante des comptes clients d'EnCana sont des créances sur des clients du secteur du pétrole et du gaz naturel.

### **RISQUES LIÉS À L'EXPLOITATION**

EnCana dispose de plusieurs politiques et processus pour atténuer le risque lié à l'exploitation. Dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la Société sont évalués en fonction de tous les risques, y compris le risque géologique et le risque technique. Les équipes responsables des actifs adoptent en outre le processus d'évaluation a posteriori, dans le cadre duquel chaque équipe fait l'examen approfondi de son programme d'immobilisations antérieur pour identifier les éléments clés de connaissance qui se dégagent, lesquels comprennent souvent des éléments opérationnels qui ont eu une incidence positive ou négative sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont élaborés à l'égard des éléments opérationnels qui ont une incidence défavorable sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés au plan du projet de l'exercice en question. Les résultats de l'évaluation a posteriori sont analysés sur une base annuelle pour les besoins du programme d'immobilisations d'EnCana et les résultats ainsi que les enseignements tirés sont diffusés dans toute l'entreprise.

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

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

### **Régime de redevances de l'Alberta**

Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a annoncé l'instauration d'un nouveau Régime de redevances de l'Alberta. Le Régime établit de nouvelles redevances pour le pétrole classique, le gaz naturel et le bitume qui sont liées au prix et aux niveaux de production. Les nouvelles redevances s'appliquent aux activités pétrolières et gazières classiques, qu'elles soient nouvelles ou existantes, ainsi qu'aux projets d'exploitation des sables bitumineux. Les modifications instaurées par le régime de redevances de l'Alberta entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Les modifications importantes du régime de redevances rendent nécessaires de nouvelles lois, la modification des lois et règlements actuellement en vigueur et la mise au point d'un logiciel particulier par le gouvernement de l'Alberta pour prendre en charge le calcul et la perception des redevances. Certaines modifications projetées pourraient aussi faire d'objet d'autres consultations publiques et/ou sectorielles. Des modifications pourraient être apportées au régime de redevances de l'Alberta avant la date prévue de son entrée en vigueur.

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

EnCana gère ces risques en appliquant des politiques et des normes conformes ou supérieures à la réglementation gouvernementale et aux normes de l'industrie. La Société dispose également d'un système qui lui permet de repérer, de mesurer et de maîtriser les risques liés à la sécurité et à l'environnement, et qui prévoit la transmission régulière de rapports à la direction générale et au conseil d'administration. Le comité de la responsabilité générale, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'EnCana recommande l'approbation de la politique environnementale de la Société et surveille l'observation des lois et des règlements gouvernementaux. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités courantes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. La Société a adopté des plans d'urgence afin de pouvoir intervenir rapidement en cas d'accident écologique et elle applique des stratégies de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement.

EnCana gère les risques d'atteinte à la sécurité par le truchement de son programme de sécurité qui vise à assurer la protection du personnel et des actifs d'EnCana. EnCana a en outre créé un comité d'enquête qui a pour mandat d'examiner les infractions éventuelles aux politiques et aux méthodes de la Société et instauré une ligne d'assistance téléphonique sur l'intégrité pour recueillir les préoccupations concernant ses activités, sa comptabilité ou ses contrôles internes.

### **Changement climatique**

Le gouvernement fédéral et divers gouvernements de provinces ou d'États ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres polluants atmosphériques. D'autres Administrations devraient aussi annoncer des régimes de réduction des émissions dans l'avenir.

Le gouvernement fédéral du Canada a annoncé qu'il avait l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants atmosphériques. Il élabore actuellement le cadre de travail présentant les grandes lignes de son programme concernant l'air pur et les changements climatiques, y compris une cible de réduction des émissions de GES de 20 % d'ici 2020 et l'engagement

d'établir à court terme une réglementation sur l'intensité des émissions pour le secteur. Peu de détails techniques concernant la mise en œuvre de la stratégie du gouvernement ont été rendus publics, mais le gouvernement a pris l'engagement de travailler en collaboration avec le secteur à l'élaboration du contenu du plan d'action.

En mars 2007, le gouvernement de l'Alberta a modifié la *Climate Change and Emissions Management Act* (la « CCEMA ») de façon qu'à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par année soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions par rapport à un niveau de base prescrit. Les sociétés qui exploitent ces installations pourront se prévaloir de certaines dispositions de la CCEMA afin de se conformer à cette exigence. Elles auront ainsi le choix entre apporter des améliorations opérationnelles, acheter des droits de compensation qu'elles défalqueront du total de leurs émissions ou verser des cotisations de 15 \$ CA par tonne au Alberta Climate Change and Emissions Management Fund. Conformément à la réglementation, EnCana a fourni ses données de base pour les installations visées et présentera son premier rapport de conformité d'ici le 31 mars 2008. Cette obligation ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la Société.

Le 13 février 2007, la Colombie-Britannique a annoncé qu'elle visait à réduire les émissions de GES dans la province de 33 % par rapport aux niveaux actuels d'ici 2020 et a donné force de loi à cette cible en l'intégrant à la *Greenhouse Gas Reduction Targets Act*, promulguée le 20 novembre 2007. EnCana suit de près l'évolution de la situation et est en voie de travailler en collaboration avec le gouvernement de la province aux nouveaux règlements.

Comme ces programmes fédéral et régionaux sont en cours d'élaboration, EnCana n'est pas en mesure de prédire l'incidence globale de la réglementation à venir sur ses activités. Il est par conséquent possible que la Société doive, pour se conformer à la réglementation relative aux émissions de GES, subir des hausses de ses coûts d'exploitation. Cependant, EnCana continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une méthode susceptible de traiter des questions liées aux changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratifs de se conformer à la réglementation et soutenir les investissements dans le secteur.

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

- sa pondération considérable en actifs de gaz naturel;
- sa réputation de chef de file sectoriel du piégeage du CO<sup>2</sup>;
- l'accent qu'elle met sur l'efficacité énergétique et sur le développement de technologies pour réduire les émissions de GES;
- sa participation à l'élaboration de pratiques exemplaires pour le secteur d'activité;
- son rapport vapeur/pétrole de premier plan dans l'industrie, qui se traduit directement par une réduction des émissions.

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

1. Gérer les coûts existants

Lorsque les règlements entreront en vigueur, un coût sera attribué aux émissions d'EnCana (ou à une partie de ces émissions) et, même si ces émissions ne sont pas importantes à ce stade, les émissions sont gérées de façon énergique afin d'observer les règlements. Des éléments comme un suivi efficace des émissions, l'observation de la consommation de carburant et les efforts en vue de réduire au minimum notre ratio vapeur/pétrole nous permettront de nous focaliser sur la réduction des coûts.

2. Réagir aux signaux de prix

À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires de compétence où nous exerçons nos activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. Nous avons lancé une initiative d'efficacité énergétique afin d'accroître l'efficacité énergétique de nos activités. Le prix des réductions éventuelles de GES joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu du dioxyde de carbone, le cas échéant, EnCana essaye également de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.

3. Prévoir des scénarios de réductions futures de GES

EnCana continue de travailler en collaboration avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et de mesures de réduction des GES. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions nous permet d'acquérir des connaissances utiles que nous emploierons pour ébaucher différentes stratégies de gestion de nos émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios fournissent des renseignements à nos processus de planification à long terme et à nos analyses des conséquences de tendances suivies par la réglementation.



EnCana s'engage à être transparente avec ses parties prenantes et les tiendra informées des répercussions de ces questions sur ses activités. De plus amples détails sur les émissions de GES d'EnCana sont présentés dans le rapport sur la responsabilité de la Société, qui peut être consulté à [www.encana.com](http://www.encana.com).

### **RISQUES D'ATTEINTE À LA RÉPUTATION**

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

## **Perspectives**

EnCana prévoit continuer de se concentrer principalement sur l'accroissement de sa capacité de production de gaz naturel et de pétrole brut dans les principales zones de ressources non classiques en Amérique du Nord, sur la mise en valeur de ses ressources pétrolières in situ de haute qualité et sur l'accroissement de sa capacité de traitement de pétrole lourd en aval par l'intermédiaire de sa coentreprise avec ConocoPhillips.

L'instabilité qui a marqué le prix du pétrole brut devrait se poursuivre en 2008 étant donné les incertitudes qui planent sur le marché, notamment les risques d'interruption des activités de production ou de raffinage, la croissance soutenue de la demande en Chine, les mesures prises par l'OPEP, l'effondrement de la demande par suite du prix élevé de l'énergie et la conjoncture économique mondiale. Le prix du pétrole brut canadien est aussi soumis à l'incertitude découlant des risques d'interruption des activités de raffinage sur le marché déjà étroit du Midwest américain et de l'augmentation de la production intérieure, qui pourrait se traduire par l'encombrement du réseau pipelinier à l'extérieur de l'Ouest canadien.

Le prix du gaz naturel dépend surtout du jeu de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, les conditions climatiques se révélant le facteur déterminant à court terme. Selon EnCana, l'offre de gaz tiré de réserves classiques en Amérique du Nord a atteint son apogée et son déclin sera contrebalancé par l'offre de gaz tiré des zones de ressources non classiques au cours des prochaines années. Par la suite, les questions d'accès au territoire et de réglementation pourraient mettre à l'épreuve la capacité de l'industrie à continuer d'accroître la production de gaz en Amérique du Nord.

La Société compte financer son programme d'immobilisations de 2008 au moyen de ses flux de trésorerie et d'emprunts.

Les résultats d'EnCana sont influencés par des facteurs de marché externes comme les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les mouvements des cours du change et les pressions inflationnistes exercées sur le coût des services. Pour de plus amples renseignements sur l'incidence de ces facteurs sur les résultats d'EnCana pour 2008, voir la section *Corporate Guidance* du site Web d'EnCana ([www.encana.com](http://www.encana.com)). Le communiqué de presse d'EnCana daté du 14 février 2008 ainsi que les états financiers sont disponibles sur le site du SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)).

## **Mise en garde**

### **ÉNONCÉS PROSPECTIFS**

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'EnCana de l'information sur la Société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'EnCana et de ses filiales, certains énoncés du présent rapport de gestion constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), selon le sens donné à l'expression « safe harbour » (règles refuge) dans les dispositions d'exonération de la loi sur les valeurs mobilières en vigueur. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter » ou des termes analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision. Les énoncés prospectifs du présent rapport de gestion comprennent notamment des déclarations sur : l'incidence potentielle de la mise en place du cadre de redevances de l'Alberta sur la situation financière d'EnCana et les dépenses en immobilisations prévues pour 2008; l'échéancier et la clôture prévue de la cession des activités de la Société au Brésil; les projections touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et de la mise en valeur des ressources pétrolières in situ; l'accroissement de la capacité de traitement de pétrole lourd en aval de la Société; l'incidence prévue de l'accès aux terrains et des questions de réglementation; les projections relatives à la volatilité du prix du pétrole brut en 2008 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les budgets d'immobilisations prévus pour 2008 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; la défense opposée par la Société dans les poursuites intentées contre elle; l'incidence des initiatives en matière de changements climatiques sur les charges d'exploitation; l'incidence de l'encombrement du réseau pipelinier de l'Ouest canadien et des interruptions de production possibles dans les raffineries sur les prix futurs du pétrole brut au Canada; les projections quant au fait que les acceptations bancaires de la Société et le programme de billets de trésorerie continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les

facilités d'emprunt à terme; et les projections touchant les zones de ressources classiques de gaz naturel et la capacité des zones de ressources non classiques de compenser en partie la baisse future du rendement des zones de ressources classiques de gaz naturel en Amérique du Nord au cours des prochaines années. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la Société pour des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent notamment la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles d'EnCana; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence du marché; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la Société et de ses filiales, y compris les risques de crédit; l'imprécision des estimations des réserves et des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de LGN pouvant être récupérées des zones de ressources et des autres zones qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité de la Société et de ses filiales de remplacer et d'accroître leurs réserves de pétrole et de gaz; la capacité de la Société et de ConocoPhillips de gérer et d'exploiter avec succès les activités intégrées de pétrole lourd en Amérique du Nord et la capacité des parties d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires; les marges dégagées des activités de raffinage et de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et processus de fabrication; l'incapacité éventuelle de nouveaux produits à trouver un accueil favorable sur le marché; les hausses de coût imprévues ou les difficultés techniques rencontrées dans la construction ou la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la fabrication, le transport et le raffinage du pétrole brut synthétique; les risques liés à la technologie; la capacité de la Société de dégager des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures; la capacité de la Société de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la Société et de ses filiales d'assurer convenablement le transport de leurs produits; l'évolution de la réglementation concernant le régime de redevances, les impôts ou l'environnement et d'autres réglementations ou l'interprétation qui en est faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels la Société et ses filiales exercent des activités; les risques de guerre, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où la Société et ses filiales exercent des activités ainsi que les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la Société et ses filiales; d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par EnCana auprès des autorités en valeurs mobilières. Les énoncés qui se rapportent aux « réserves », aux « ressources » ou aux « ressources potentielles » sont réputés être des énoncés prospectifs, car l'existence de ces réserves et substances dans les quantités prédites ou estimées, de même que la rentabilité de leur production dans les exercices à venir, relèvent d'estimations et d'hypothèses. Bien qu'EnCana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs soient raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion étaient à jour en date de la rédaction du rapport, et, sauf lorsque la loi l'exige, EnCana ne s'engage pas à les mettre à jour, ni à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport sont expressément visés par cette mise en garde.

## INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz naturel par EnCana est faite en vertu d'une dispense accordée par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (ACVM), qui autorise la Société à fournir ces données et renseignements selon les normes de présentation américaines. L'information fournie par EnCana peut ainsi différer de l'information correspondante préparée en vertu du Règlement 51-101 des ACVM. Les données quantitatives sur les réserves fournies par EnCana représentent les réserves prouvées nettes calculées selon les normes établies dans le règlement S-X de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. De plus amples renseignements concernant les différences qui existent entre les normes américaines et les normes contenues dans le Règlement 51-101 figurent sous la rubrique « Remarque concernant les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » de la notice annuelle d'EnCana.

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

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ont été convertis en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi<sup>3</sup>e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi<sup>3</sup>e ») à raison de 6 000 pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> ») par baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalent pétrole (« bep »), en milliers de bep (« kbep ») ou en millions de bep (« Mbep ») sur la même base. Les unités Mpi<sup>3</sup>e, kpi<sup>3</sup>e, bep, kbep et Mbep peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont prises isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence valable à la tête du puits.



### Zone de ressources et récupération totale estimative

EnCana utilise les expressions « zone de ressources » et « récupération totale estimative ». EnCana emploie l'expression « zone de ressources » pour décrire un gisement d'hydrocarbures qu'elle sait exister sur une vaste étendue aréale ou le long d'une coupe verticale épaisse qui, par rapport à une zone classique, présente habituellement un risque plus faible sur le plan géologique ou commercial et une diminution du rendement plus faible. EnCana emploie l'expression « récupération totale estimative » au sens de la définition donnée conjointement par la Society of Petroleum Engineers et le Congrès mondial du pétrole en 2000, soit la quantité de pétrole estimée, à une date donnée, récupérable à partir d'un gisement, plus la quantité déjà extraite de ce gisement.

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

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

### Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, les flux de trésorerie, les flux de trésorerie par action dilués, les flux de trésorerie disponibles, le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation par action dilué, le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies et le BAIIA ajusté, ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada ») et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En conséquence, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans ce rapport pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des informations supplémentaires relativement aux liquidités de la Société ainsi qu'à sa capacité de dégager des fonds pour financer ses activités. Les mesures employées par la direction sont expliquées plus à fond sous les rubriques du rapport où il en est question.

### Définition d'EnCana

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

### RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

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