



EnCana Corporation

Rapport de gestion

pour la période terminée le 30 juin 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 intermédiaires non vérifiés (les « états financiers consolidés intermédiaires ») de la période terminée le 30 juin 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 intermédiaires, 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 et de vente sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Le présent rapport de gestion est en date du 24 juillet 2007.

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 sables bitumineux occupant une place de chef de file en Amérique du Nord.

Elle exploite trois secteurs d'activités poursuivies :

- 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 ») 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 internationales visent surtout le Moyen-Orient, le Groenland et la France;
- les activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux regroupent, d'une part, les activités d'exploration et de mise en valeur de zones de sables bitumineux au Canada et de production de pétrole lourd au moyen de méthodes de récupération *in situ* 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 de la commercialisation 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.

Comparaison des résultats de 2007 et de 2006

Au deuxième trimestre de 2007, par rapport au deuxième trimestre de 2006, EnCana :

- a enregistré 2 549 M\$ de flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, dont 441 M\$ de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des raffineries aux États-Unis, soit une hausse de 39 %;
- a constaté une hausse de 64 % du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies, qui s'est établi à 1 376 M\$;

- a enregistré un bénéfice net des activités poursuivies de 1 446 M\$, une baisse de 9 %, en raison surtout d'une importante économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition en 2006;
- a accru de 4 % sa production de gaz naturel, qui s'est établie à 3 506 millions de pieds cubes (Mpi³) de gaz par jour (Mpi³/j);
- a augmenté de 12 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel;
- a accru de 43 % la production de pétrole brut à Foster Creek et Christina Lake pour la faire passer à 55 998 barils par jour (b/j). Après prise en compte de la quote-part correspondant à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips, la production d'EnCana tirée de ces deux biens a baissé de 29 % pour s'établir à 27 994 b/j;
- a enregistré une augmentation de 9 % de son prix du gaz naturel, qui est monté à 6,38 \$ le millier de pieds cubes (kpi³) et a obtenu, compte tenu de l'incidence des couvertures, un prix moyen pour le gaz naturel de 7,62 \$ le kpi³, en hausse de 17 %;
- a conclu la cession de certains actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort, pour 159 M\$;
- a racheté environ 12 millions de ses actions ordinaires au prix moyen de 59,23 \$ l'action, dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (« OPRA »), au coût total de 713 M\$ en 2007.

Au premier semestre de 2007, par rapport au premier semestre de 2006, EnCana :

- a enregistré 4 301 M\$ de flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, dont 550 M\$ de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des raffineries aux États-Unis, soit une hausse de 26 %;
- a constaté un bénéfice d'exploitation des activités poursuivies de 2 234 M\$, soit une augmentation de 49 %;
- a enregistré une baisse de 37 % du bénéfice net lié aux activités poursuivies, qui s'est établi à 1 943 M\$, en raison principalement de pertes latentes évaluées à la valeur du marché après impôts en 2007 comparativement à des gains et à une importante économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition en 2006;
- a accru de 3 % sa production de gaz naturel, qui s'est établie à 3 454 Mpi³/j;
- a augmenté de 11 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel;
- a accru de 26 % la production de pétrole brut à Foster Creek et Christina Lake pour la faire passer à 51 290 b/j. Après prise en compte de la quote-part correspondant à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips, la production d'EnCana tirée de ces deux biens a fléchi de 37 % pour s'établir à 25 645 b/j;
- a enregistré une baisse de 6 % de son prix du gaz naturel, qui est descendu à 6,35 \$ le kpi³ et a obtenu, compte tenu de l'incidence des couvertures, un prix moyen pour le gaz naturel de 7,43 \$ le kpi³, en hausse de 9 %;
- a conclu la cession de certains actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort pour 159 M\$ et d'activités au Tchad pour 207 M\$;
- a racheté 35,4 millions de ses actions ordinaires au prix moyen de 51,10 \$ l'action, dans le cadre de l'OPRA, au coût total de 1 807 M\$ en 2007;
- a haussé son dividende trimestriel à 0,20 \$ par action; et
- a constitué une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord avec 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 :

	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
		Variation de 2007 et de 2006			Variation de 2007 et de 2006	
(moyenne de la période)	2007		2006	2007		2006
Prix de référence du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	7,37 \$	18 %	6,27 \$	7,41 \$	(5) %	7,77 \$
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	7,55	11 %	6,78	7,16	(9) %	7,88
Prix Rocheuses (Opal) (\$/Mbtu)	3,85	(28) %	5,36	4,70	(25) %	6,27
Écart de base (\$/Mbtu)						
AECO/NYMEX	0,90	(27) %	1,23	0,65	(39) %	1,06
Rocheuses/NYMEX	3,70	161 %	1,42	2,46	53 %	1,61
Prix de référence du pétrole brut						
WTI (\$/baril)	65,02	(8) %	70,72	61,68	(8) %	67,13
WCS (\$/baril)	45,84	(14) %	53,17	43,85	- %	43,98
Écart WTI/WCS (\$/baril)	19,18	9 %	17,55	17,83	(23) %	23,15
Marge de craquage 3-2-1 côte américaine du golfe du Mexique (\$/baril) ¹⁾	24,28	41 %	17,26	17,17	34 %	12,77
Change						
Taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain	0,911	2 %	0,892 %	0,881	-	0,879

¹⁾ La marge de craquage 3-2-1 est la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence et un baril de diesel.

Acquisitions et cessions

Semestre terminé le 30 juin

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

- Cession, le 30 mai, de certains 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 207 M\$, ce qui s'est traduit par un gain à la vente de 59 M\$.

En plus de ces cessions d'activités en amont, EnCana a conclu la vente des actifs du projet de son complexe à bureaux connu sous le nom de « The Bow » le 9 février 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.

Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Semestre terminé le 30 juin		2007			
	2007	2006	T2	T1		
Total des données consolidées						
Flux de trésorerie ¹⁾	4 301	3 506	2 549	1 752		
- par action, dilués	5,56	4,10	3,33	2,25		
Résultat net	1 943	3 631	1 446	497		
- par action, de base	2,54	4,33	1,91	0,65		
- par action, dilué	2,51	4,24	1,89	0,64		
Bénéfice d'exploitation ²⁾	2 234	1 518	1 376	858		
- par action, dilué	2,89	1,77	1,80	1,10		
Activités poursuivies						
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ¹⁾	4 301	3 418	2 549	1 752		
Résultat net des activités poursuivies	1 943	3 065	1 446	497		
- par action, de base	2,54	3,65	1,91	0,65		
- par action, dilué	2,51	3,58	1,89	0,64		
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ²⁾	2 234	1 501	1 376	858		
Produits, déduction faite des redevances	10 049	8 694	5 613	4 436		
	2006		2005			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Total des données consolidées						
Flux de trésorerie ¹⁾	1 761	1 894	1 815	1 691	2 510	1 931
- par action, dilués	2,18	2,30	2,15	1,96	2,88	2,20
Résultat net	663	1 358	2 157	1 474	2 366	266
- par action, de base	0,84	1,68	2,60	1,74	2,77	0,31
- par action, dilué	0,82	1,65	2,55	1,70	2,71	0,30
Bénéfice d'exploitation ²⁾	675	1 078	824	694	1 271	704
- par action, dilué	0,84	1,31	0,98	0,80	1,46	0,80
Activités poursuivies						
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ¹⁾	1 742	1 883	1 839	1 579	2 390	1 823
Résultat net des activités poursuivies	643	1 343	1 593	1 472	1 869	348
- par action, de base	0,81	1,66	1,92	1,74	2,19	0,41
- par action, dilué	0,80	1,63	1,88	1,70	2,14	0,40
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ²⁾	672	1 064	841	660	1 229	733
Produits, déduction faite des redevances	3 676	4 029	3 922	4 772	5 933	3 061

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

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

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie 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.

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana au deuxième trimestre de 2007 ont augmenté de 710 M\$ ou 39 %, par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2006.

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

- les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des raffineries aux États-Unis se sont élevés à 441 M\$ en 2007, sans chiffre correspondant en 2006;
- l'économie d'impôts encaissés, de 174 M\$, attribuable à la modification législative de l'imposition fédérale des sociétés;
- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 9 % pour s'établir à 6,38 \$ par kpi³ en 2007, contre 5,84 \$ le kpi³ pour la même période de 2006;
- les gains après impôts réalisés sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel et pétrole brut) se sont établis à 246 M\$ en 2007 comparativement à des gains après impôts de 106 M\$ en 2006;
- le volume de production de gaz naturel en Amérique du Nord s'est accru en 2007 de 4 % pour se chiffrer à 3 506 Mpi³/j, contre 3 361 Mpi³/j en 2006.

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

- le prix moyen des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 11 % pour se chiffrer à 46,81 \$ le baril en 2007, contre 52,44 \$ le baril en 2006;
- les volumes de production de LGN en Amérique du Nord ont baissé de 12 % en 2007 pour s'établir à 133 416 b/j, contre 151 859 b/j en 2006. La diminution tient compte de l'augmentation du volume de production à Foster Creek et Christina Lake absorbée par l'apport de ces deux biens correspondant à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips et la baisse normale du rendement des biens classiques.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies d'EnCana au premier semestre de 2007 ont augmenté de 883 M\$ ou 26 %, par rapport à ceux du semestre correspondant de 2006.

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

- les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des raffineries aux États-Unis se sont élevés à 550 M\$ en 2007, sans chiffre correspondant en 2006;
- les gains après impôts réalisés sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel et pétrole brut) se sont établis à 454 M\$ comparativement à des pertes après impôts de 30 M\$ en 2006;

- l'économie d'impôts encaissés, de 174 M\$, attribuable à la modification législative de l'imposition fédérale des sociétés;
- le volume de production de gaz naturel en Amérique du Nord s'est accru en 2007 de 3 % pour se chiffrer à 3 454 Mpi³/j, contre 3 352 Mpi³/j en 2006.

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 6 % pour se chiffrer à 6,35 \$ le kpi³ en 2007, contre 6,75 \$ le kpi³ en 2006;
- les volumes de production de LGN en Amérique du Nord ont baissé de 17 % en 2007 pour s'établir à 132 010 b/j, contre 158 878 b/j en 2006. La diminution tient compte de l'augmentation du volume de production à Foster Creek et à Christina Lake absorbée par l'apport de ces deux biens correspondant à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips, le versement de redevances sur la production de Pelican Lake en avril 2006 et la baisse normale du rendement des biens classiques.

BÉNÉFICE NET

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Le bénéfice net d'EnCana a régressé de 711 M\$ pour le deuxième trimestre de 2007 par rapport à la période correspondante de 2006 en raison surtout d'un gain net après impôts de 582 M\$ à la cession d'installations de stockage du gaz naturel et d'actifs en Équateur en 2006.

Pour le deuxième trimestre de 2007, le bénéfice net tiré des activités poursuivies d'EnCana a reculé de 147 M\$ par rapport au deuxième trimestre de 2006. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- Économie d'impôts futurs de 37 M\$ par suite des réductions de taux d'imposition fédéral canadien en 2007 comparativement à des réductions des taux d'imposition fédérale et provinciale de 457 M\$ en 2006;
- Pertes de change de 7 M\$ en 2007 comparativement à des gains de 202 M\$ en 2006;
- Gains latents de 47 M\$ après impôts établis à la valeur du marché, contre des gains de 161 M\$ après impôts en 2006;
- Économie d'impôts futurs de 57 M\$ par suite d'une modification législative de l'imposition fédérale des sociétés en 2007, sans chiffre correspondant en 2006.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Le bénéfice net d'EnCana a diminué de 1 688 M\$ pour le premier semestre de 2007 par rapport à la période correspondante de 2006 en raison surtout d'un gain net après impôts de 535 M\$ à la vente d'installations de stockage de gaz naturel et d'actifs en Équateur en 2006 et des éléments mentionné ci-après.

Pour le premier semestre de 2007, le bénéfice net tiré des activités poursuivies d'EnCana a reculé de 1 122 M\$ par rapport à 2006. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- Pertes latentes de 376 M\$ en 2007 après impôts établies à la valeur du marché, contre des gains de 976 M\$ après impôts en 2006;
- Économie d'impôts futurs de 37 M\$ par suite des réductions de taux d'imposition fédéral canadien en 2007 comparativement à des réductions des taux d'imposition fédérale et provinciale de 457 M\$ en 2006;

- Gains de change de 5 M\$ en 2007 contre des gains de 158 M\$ en 2006;
- Gain de quelque 59 M\$ à la cession des activités d'EnCana au Tchad;
- Économie d'impôts futurs de 57 M\$ par suite d'une modification législative de l'imposition fédérale des sociétés en 2007, sans chiffre correspondant en 2006.

Il n'y a pas eu d'activités abandonnées en 2007. De plus amples renseignements sur les activités abandonnées pour les périodes correspondantes de 2006 se trouvent à la note 7 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation tiré des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR qui ajustent le bénéfice net et le bénéfice net tiré 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 tiré 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)	Trimestres terminés les 30 juin				Semestres terminés les 30 juin			
	2007		2006		2007		2006	
		Par action ⁴⁾		Par action ⁴⁾		Par action ⁴⁾		Par action ⁴⁾
Bénéfice net, montant déjà établi	1 446 \$	1,89 \$	2 157 \$	2,55 \$	1 943 \$	2,51 \$	3 631 \$	4,24 \$
Ajouter les (pertes) et déduire les gains :								
- gain (perte) latent, établi à la valeur du marché (après impôts)	47	0,06	160	0,19	(376)	(0,49)	990	1,16
- gain (perte) de change latent (après impôts) ¹⁾	(14)	(0,02)	134	0,15	(11)	(0,01)	131	0,15
- gain (perte) à la cession d'activités abandonnées (après impôts)	-	-	582	0,69	59	0,07	535	0,63
- économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	37	0,05	457	0,54	37	0,05	457	0,53
Bénéfice d'exploit- ation ²⁾³⁾	1 376 \$	1,80 \$	824 \$	0,98 \$	2 234 \$	2,89 \$	1 518 \$	1,77 \$

¹⁾ Gain (perte) de change latent à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, après impôts. La majeure partie des gains ou des pertes latents sur la dette canadienne libellée en dollars américains et l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise sont assortis de dates d'échéance qui excèdent cinq ans.

²⁾ Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu du gain ou de la perte après impôts à la cession d'activités abandonnées, des 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'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

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

⁴⁾ Par action ordinaire – dilué.

Sommaire du bénéfice d'exploitation des activités poursuivies

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net des activités poursuivies, montant déjà établi	1 446	\$ 1 593	\$ 1 943	\$ 3 065
Ajouter les (pertes) et déduire les gains :				
- gain (perte) latent, établi à la valeur du marché (après impôts)	47	161	(376)	976
- gain (perte) de change latent (après impôts) ¹⁾	(14)	134	(11)	131
- gain (perte) à la cession d'activités abandonnées (après impôts)	-	-	59	-
- Économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	37	457	37	457
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies²⁾³⁾	1 376	\$ 841	\$ 2 234	\$ 1 501

¹⁾ Gain (perte) de change latent à la conversion de la dette canadienne libellée en dollars américains et effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, après impôts. La majeure partie des gains ou des pertes latents sur la dette canadienne libellée en dollars américains sont assortis de dates d'échéance qui excèdent cinq ans.

²⁾ Le bénéfice d'exploitation tiré des activités poursuivies est une mesure non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice net tiré des activités poursuivies, compte non tenu 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'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, et de l'incidence des modifications des taux réglementaires d'imposition des bénéfices.

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

ACTIVITÉS EN AMONT

Volume de production

	Semestre terminé les 30 juin		2007	
	2007	2006	T2	T1
Gaz produit (<i>Mpi³ par jour</i>)	3 454	3 352	3 506	3 400
Pétrole brut (<i>b/j</i>)	108 319	134 467	108 916	107 715
LGN (<i>b/j</i>)	23 691	24 410	24 500	22 875
Activités poursuivies (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 246	4 305	4 306	4 184
Activités abandonnées				
Équateur (<i>b/j</i>)	-	24 191	-	-
Activités abandonnées (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾²⁾	-	145	-	-
Total (<i>Mpi³e/j</i>)¹⁾	4 246	4 450	4 306	4 184
	2006			
	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (<i>Mpi³ par jour</i>)	3 406	3 359	3 361	3 343
Pétrole brut (<i>b/j</i>)	130 563	132 814	127 459	141 552
LGN (<i>b/j</i>)	24 106	23 907	24 400	24 421
Activités poursuivies (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 334	4 299	4 272	4 339
Activités abandonnées				
Équateur (<i>b/j</i>)	-	-	-	48 650
Activités abandonnées (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾²⁾	-	-	-	292
Total (<i>Mpi³e/j</i>)¹⁾	4 334	4 299	4 272	4 631
	2005			
	T4	T3		
Gaz produit (<i>Mpi³ par jour</i>)	3 326	3 222		
Pétrole brut (<i>b/j</i>)	138 241	126 425		
LGN (<i>b/j</i>)	25 111	26 055		
Activités poursuivies (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾	4 306	4 137		
Activités abandonnées				
Équateur (<i>b/j</i>)	70 480	71 896		
Activités abandonnées (<i>Mpi³e/j</i>) ¹⁾²⁾	423	432		
Total (<i>Mpi³e/j</i>)¹⁾	4 729	4 569		

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

²⁾ Cession des activités en Équateur conclue le 28 février 2006.

Le volume de production résultant des activités poursuivies a monté de 1 % ou 34 Mpi³e/j au deuxième trimestre de 2007 et diminué de 1 % ou de 59 Mpi³e/j au premier semestre de 2007 par rapport aux périodes correspondantes de 2006 pour les raisons suivantes :

- Accroissement de 12 % de la production des principales zones de ressources de gaz naturel d'EnCana au deuxième trimestre de 2007 et de 11 % au premier semestre de 2007 par rapport aux périodes correspondantes de 2006, atténué par :
- Diminution de 16 % de la production de pétrole brut dans les principales zones de ressources d'EnCana au deuxième trimestre de 2007 et de 26 % au premier semestre de 2007 par rapport aux périodes correspondantes de 2006, après prise en compte de l'apport de Foster Creek et Christina Lake correspondant à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips et de la baisse de rendement normale des biens classiques.

Principales zones de ressources

	Trimestres terminés les 30 juin				
	Production quotidienne			Activités de forage (Nombre de puits nets forés)	
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	2007	2006
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Jonah	523	16 %	450	42	48
Piceance	349	8 %	324	72	59
East Texas	139	49 %	93	11	17
Fort Worth	124	15 %	108	29	27
Greater Sierra	219	(2) %	224	32	34
Cutbank Ridge	226	31 %	173	25	36
Bighorn	115	21 %	95	9	18
CBM ¹⁾	245	37 %	179	18	35
Shallow Gas	729	- %	730	241	217
	2 669	12 %	2 376	479	491
Pétrole (kb/j)					
Foster Creek	50	52 %	33	2	-
Christina Lake	6	- %	6	5	-
Quote-part de 50 % du coentrepreneur	(28)	- %	-	(4)	-
	28	(29) %	39	3	-
Pelican Lake	23	5 %	22	-	-
	51	(16) %	61	3	-
Total (Mpi³e/j)	2 972	8 %	2 741	482	491

	Semestres terminés les 30 juin				
	Production quotidienne			Activités de forage (Nombre de puits nets forés)	
	2007	Variation de 2007 et de 2006	2006	2007	2006
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Jonah	514	13 %	456	81	74
Piceance	342	7 %	320	137	122
East Texas	121	26 %	96	18	36
Fort Worth	115	14 %	101	43	56
Greater Sierra	202	-6 %	216	55	94
Cutbank Ridge	218	39 %	157	52	62
Bighorn	109	30 %	84	37	38
CBM ¹⁾	248	39 %	178	426	416
Shallow Gas	732	(1) %	743	657	446
	2 601	11 %	2 351	1 506	1 344
Pétrole (kb/j)					
Foster Creek	46	31 %	35	17	6
Christina Lake	5	(17) %	6	5	2
Quote-part de 50 % du coentrepreneur	(25)	- %	-	(11)	-
	26	(37) %	41	11	8
Pelican Lake	23	(8) %	25	-	-
	49	(26) %	66	11	8
Total (Mpi³efj)	2 892	5 %	2 745	1 517	1 352

¹⁾ Suivant l'approbation des autorités réglementaires, les volumes de CBM et le nombre de puits nets forés comprennent les résultats mélangés tirés des intervalles de charbon et de sable.

Gaz produit

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars, sauf les montants unitaires en dollars par millier de pieds cubes)

	2007					
	Canada		États-Unis		Total	
	\$/kpi ³		\$/kpi ³		\$/kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/Prix	1 361 \$	6,76 \$	679 \$	5,73 \$	2 040 \$	6,38 \$
Couvertures réalisées	85		310		395	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	22	0,11	20	0,17	42	0,14
Transport et vente	73	0,36	77	0,65	150	0,47
Exploitation	180	0,90	85	0,71	265	0,83
Flux de trésorerie d'exploitation/ prix net ¹⁾	1 171 \$	5,39 \$	807 \$	4,20 \$	1 978 \$	4,94 \$
Volume de production de gaz (Mpi ³ /j)		2 203		1 303		3 506

(en millions de dollars, sauf les montants
unitaires en dollars par millier de pieds
cubes)

	2006					
	Canada		États-Unis		Total	
	\$/kpi ³		\$/kpi ³		\$/kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/Prix	1 141	\$ 5,71	\$ 647	6,08	1 788	\$ 5,84
Couvertures réalisées	155		48		203	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	15	0,08	23	0,22	38	0,13
Transport et vente	71	0,35	52	0,50	123	0,40
Exploitation	153	0,77	75	0,70	228	0,74
Flux de trésorerie d'exploitation/ prix net ¹⁾	1 057	\$ 4,51	\$ 545	4,66	1 602	\$ 4,57
Volume de production de gaz (Mpi ³ /j)	2 192		1 169		3 361	

¹⁾ Le prix net ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

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

(en millions de dollars)

	Variation des produits attribuable au :			
	Produits de 2006, déduction faite des redevances		Produits de 2007, déduction faite des redevances	
	Prix ¹⁾	Volume	Prix ¹⁾	Volume
Canada	1 296	\$ 143	\$ 7	\$ 1 446
États-Unis	695	192	102	989
Total, gaz produit	1 991	\$ 335	\$ 109	\$ 2 435

¹⁾ Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Comparativement au deuxième trimestre de 2006, les produits tirés du gaz produit, déduction faite des redevances, ont augmenté, au deuxième trimestre de 2007, pour les raisons suivantes :

- Hausse de 9 % du prix du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, et augmentation de 4 % du volume de production de gaz naturel;
- Gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises de 395 M\$ ou 1,24 \$ par kpi³ en 2007, comparativement à des gains de 203 M\$ ou 0,66 \$ par kpi³ en 2006.

Le volume de gaz produit au Canada est demeuré relativement inchangé en 2007. La réussite des programmes de forage dans les principales zones de ressources situées dans les régions de Coalbed Methane (« CBM ») dans le centre et le sud de l'Alberta, de Cutbank Ridge dans le nord-est de la Colombie-Britannique et de Bighorn dans le centre-ouest de l'Alberta a été neutralisée par la baisse de rendement normale des zones de ressources classiques. Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 11 % en 2007, par suite des forages fructueux à Jonah, East Texas, Fort Worth et Piceance.

La hausse de prix du gaz naturel d'EnCana en Amérique du Nord en 2007, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, découle surtout de la hausse des prix de référence AECO et NYMEX.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers, qui sont habituellement exprimées en pourcentage des produits, ont augmenté en 2007 par rapport à 2006 pour le Canada en raison surtout de la hausse du prix du gaz naturel. Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers ont diminué aux États-Unis de 0,05 \$ par kpi³ ou 23 % 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 versements au titre 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 30 % ou de 0,15 \$ par kpi³ en 2007, par rapport à 2006, par suite principalement de la hausse des frais de transport à partir des zones de Piceance et de Fort Worth et des engagements fermes de transport à Piceance.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel canadien se sont accrues au Canada de 17 %, soit de 0,13 \$ le kpi³, en 2007 par rapport à celles de 2006, à la suite de l'augmentation des taxes foncières et des loyers, des frais de réparation et d'entretien attribuable aux remises en état d'usines et du renforcement du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel canadien et américain ont aussi subi l'effet de la hausse des charges de rémunération à long terme en 2007 comparativement à celles de 2006 en raison des augmentations de cours de l'action d'EnCana, occasionnant une hausse de 0,05 \$ le kpi³ des charges d'exploitation pour le gaz naturel en Amérique du Nord.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars, sauf les montants
unitaires en dollars par millier de pieds
cubes)

	2007					
	Canada		États-Unis		Total	
	\$/kpi ³		\$/kpi ³		\$/kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/Prix	2 611	\$ 6,56	1 366	\$ 5,97	3 977	\$ 6,35
Couvertures réalisées	223		454		677	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	42	0,11	78	0,34	120	0,19
Transport et vente	143	0,36	143	0,63	286	0,46
Exploitation	357	0,90	160	0,69	517	0,82
Flux de trésorerie d'exploitation/prix net ¹⁾	2 292	\$ 5,19	1 439	\$ 4,31	3 731	\$ 4,88
Volume de production de gaz (Mpi ³ /j)	2 191		1 263		3 454	
	2006					
	Canada		États-Unis		Total	
	\$/kpi ³		\$/kpi ³		\$/kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/Prix	2 654	\$ 6,68	1 452	\$ 6,88	4 106	\$ 6,75
Couvertures réalisées	83		(39)		44	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	51	0,13	112	0,53	163	0,27
Transport et vente	138	0,35	118	0,50	256	0,40
Exploitation	306	0,78	143	0,67	449	0,74
Flux de trésorerie d'exploitation/prix net ¹⁾	2 242	\$ 5,42	1 040	\$ 5,18	3 282	\$ 5,34
Volume de production de gaz (Mpi ³ /j)	2 187		1 165		3 352	

¹⁾ Le prix net ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

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

(en millions de dollars)

	Variation des produits attribuable au :				Produits de 2007, déduction faite des redevances
	Produits de 2006, déduction faite des redevances	Prix ¹⁾	Volume		
Canada	2 737 \$	92 \$	5 \$		2 834 \$
États-Unis	1 413	266	141		1 820
Total, gaz produit	4 150 \$	358 \$	146 \$		4 654 \$

¹⁾ Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Comparativement au premier semestre de 2006, les produits tirés du gaz produit, déduction faite des redevances, ont augmenté, au premier semestre de 2007, pour les raisons suivantes :

- Hausse de 3 % du volume de production du gaz naturel atténuée par un fléchissement de 6 % du prix du gaz en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture.
- Gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises de 677 M\$ ou 1,08 \$ par kpi³ en 2007, comparativement à des gains de 44 M\$ ou 0,07 \$ par kpi³ en 2006.

Le volume de gaz produit au Canada est demeuré relativement inchangé en 2007. La réussite des programmes de forage dans les principales zones de ressources situées dans les régions de CBM, de Cutbank Ridge et de Bighorn a été atténuée par la baisse de rendement normale des zones de ressources classiques et dans la principale zone de ressources de Greater Sierra. Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 8 % en 2007, par suite des forages fructueux à Jonah, East Texas, Fort Worth et Piceance.

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, découle surtout de la baisse des prix de référence AECO et NYMEX.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers ont diminué en 2007 par rapport à 2006 pour le Canada en raison surtout du prix plus bas du gaz naturel. Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers ont diminué aux États-Unis de 0,19 \$ par kpi³ ou 36 % 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 paiements au titre 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 26 % ou de 0,13 \$ par kpi³ en 2007, par rapport à 2006, par suite principalement de la hausse des frais de transport à partir des zones de Piceance et de Fort Worth et des engagements fermes de transport à Piceance.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel canadien se sont accrues au Canada de 15 %, soit de 0,12 \$ le kpi³, en 2007 par rapport à celles de 2006, à la suite de l'augmentation des taxes foncières et des loyers ainsi que des frais de réparation et d'entretien. 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 0,04 \$ le kpi³ des charges d'exploitation pour le gaz naturel en Amérique du Nord.

Pétrole brut et LGN

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars)	2007				2006			
	Canada	États-Unis	Foster Creek/ Christina Lake	Total	Canada	États-Unis	Foster Creek/ Christina Lake	Total
Produits, déduction faite des redevances	383 \$	70 \$	172 \$	625 \$	462 \$	71 \$	271 \$	804 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	9	6	-	15	9	4	-	13
Transport et vente	10	-	72	82	7	-	130	137
Exploitation	63	-	39	102	55	-	44	99
Flux de trésorerie d'exploitation	301 \$	64 \$	61 \$	426 \$	391 \$	67 \$	97 \$	555 \$

Variation des produits tirés des activités poursuivies liées au pétrole brut et aux LGN de 2007 en regard de 2006

(en millions de dollars)	Variation des produits attribuable au :			Produits de 2007, déduction faite des redevances
	Produits de 2006, déduction faite des redevances	Prix ¹⁾	Volume	
Canada	462 \$	(47) \$	(32) \$	383 \$
États-Unis	71	(3)	2	70
Foster Lake/Christina Lake	271	(30)	(69)	172
Total, pétrole brut et LGN	804 \$	(80) \$	(99) \$	625 \$

¹⁾ Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Au deuxième trimestre de 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont diminué par rapport au trimestre correspondant de 2006 pour les raisons suivantes :

- Fléchissement de 11 % du prix des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, et diminution de 12 % du volume de production des LGN en Amérique du Nord;
- Pertes réalisées sur les couvertures du prix des marchandises totalisant 16 M\$, ou 1,34 \$ le baril, pour le deuxième trimestre de 2007, contre des pertes de 48 M\$, ou 3,43 \$ le baril, pour le trimestre correspondant de 2006.

La production totale de pétrole brut à Foster Creek et Christina Lake a régressé de 29 % après prise en compte de l'apport de Foster Creek et de Christina Lake à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips. Par ailleurs, la production de pétrole brut au Canada a diminué de 8 % en raison des baisses de rendement normales des biens classiques.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Résultats financiers des activités poursuivies

(en millions de dollars)	2007				2006			
	Canada	États-Unis	Foster Creek/ Christina Lake	Total	Canada	États-Unis	Foster Creek/ Christina Lake	Total
Produits, déduction faite des redevances	758 \$	124 \$	392 \$	1 274 \$	770 \$	132 \$	454 \$	1 356 \$
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	17	12	-	29	18	9	-	27
Transport et vente	20	-	196	216	8	-	247	255
Exploitation	123	-	88	211	115	-	82	197
Flux de trésorerie d'exploitation	598 \$	112 \$	108 \$	818 \$	629 \$	123 \$	125 \$	877 \$

Variation des produits tirés des activités poursuivies liées au pétrole brut et aux LGN de 2007 en regard de 2006

(en millions de dollars)	Variation des produits attribuable au :			Produits de 2007, déduction faite des redevances
	Produits de 2006, déduction faite des redevances	Prix ¹⁾	Volume	
Canada	770 \$	86 \$	(98) \$	758 \$
États-Unis	132	(10)	2	124
Foster Lake/Christina Lake	454	167	(229)	392
Total, pétrole brut et LGN	1 356 \$	243 \$	(325) \$	1 274 \$

¹⁾ Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Au premier semestre de 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont diminué par rapport au semestre correspondant de 2006 pour les raisons suivantes :

- Fléchissement de 17 % du volume de production des LGN en Amérique du Nord, légèrement atténuée par une augmentation de 1 % du prix des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu des couvertures;
- Gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises totalisant 13 M\$, ou 0,52 \$ le baril, pour le premier semestre de 2007, contre des pertes de 93 M\$, ou 3,27 \$ le baril, en 2006.

La production totale de pétrole brut à Foster Creek et à Christina Lake a régressé de 37 % après prise en compte de l'apport de Foster Creek et de Christina Lake à la participation de 50 % dans la coentreprise avec ConocoPhillips. Par ailleurs, la production de pétrole brut a diminué de 12 % en raison des baisses de rendement normales des biens classiques et du versement de redevances à l'égard de Pelican Lake en avril 2006. Le bien Pelican Lake d'EnCana a atteint la rentabilité en avril 2006, d'où la hausse des redevances versées au gouvernement de l'Alberta et la baisse du volume de pétrole brut correspondant à la participation d'EnCana dans le produit net, d'environ 6 000 b/j au moment de l'atteinte de la rentabilité.

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Canada ¹⁾		Foster Creek/Christina Lake	
	2007	2006	2007	2006
Prix ²⁾	47,02 \$	55,58 \$	39,40 \$	46,53 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	1,16	1,28	-	-
Transport et vente	1,31	0,76	3,62	3,38
Exploitation	8,85	6,84	14,02	11,78
Prix net	35,70 \$	46,70 \$	21,76 \$	31,37 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	80 922	88 244	27 994	39 215

¹⁾ Ne tient pas compte de Foster Lake/Christina Lake.

²⁾ Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Le prix du pétrole brut produit au Canada et à Foster Creek/Christina Lake par EnCana en 2007, compte non tenu de l'incidence des couvertures, a diminué de 15 % par rapport à 2006. Ce mouvement reflète la baisse de 14 % du prix du pétrole brut de référence WCS par rapport à 2006. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix des marchandises se sont élevées à environ 16 M\$, soit 1,34 \$ par baril de LGN en 2007, contre des pertes d'environ 48 M\$, soit 3,43 \$ par baril de LGN en 2006.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut au Canada ont diminué de 9 %, ou 0,12 \$ le baril, en 2007 en regard de celles de 2006, en raison principalement de la baisse généralisée des prix.

Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut au Canada ont augmenté de 72 % ou 0,55 \$ par baril en 2007, par rapport à 2006, en raison principalement de la hausse des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn et de l'augmentation des livraisons vers les États-Unis. Les charges unitaires de transport et de vente imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et Christina Lake ont augmenté de 7 % ou 0,24 \$ par baril en 2007 par rapport à celles de 2006, du fait d'une légère augmentation du volume de livraisons sur la côte américaine du golfe du Mexique en 2007 comparativement à 2006.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut au Canada se sont accrues de 29 % ou 2,01 \$ le baril en 2007 comparativement à 2006. Cet accroissement s'explique surtout par l'augmentation des travaux de reconditionnement, de l'électricité, du prix des produits chimiques, des réparations et de l'entretien. Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de Foster Creek et Christina Lake ont augmenté de 19 %, ou 2,24 \$ 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 sur les nouveaux puits doubles avant de démarrer la production ainsi que la croissance des frais de réparation et d'entretien. Les charges d'exploitation se sont aussi ressenties du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'augmentation de la charge de rémunération à long terme en 2007 par rapport à celle de 2006, en raison de la hausse du cours de l'action d'EnCana.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Canada ¹⁾		Foster Creek/Christina Lake	
	2007	2006	2007	2006
Prix ²⁾	44,16 \$	44,96 \$	36,28 \$	34,46 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	1,11	1,09	-	-
Transport et vente	1,29	0,89	3,33	2,57
Exploitation	8,44	6,75	15,60	11,07
Prix net	33,32 \$	36,23 \$	17,35 \$	20,82 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	82 674	93 842	25 645	40 625

¹⁾ Ne tient pas compte de Foster Lake/Christina Lake.

²⁾ Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Le prix du pétrole brut produit au Canada et à Foster Creek/Christina Lake par EnCana, compte non tenu de l'incidence des couvertures, a varié légèrement par rapport à 2006, ce que reflète la stabilité relative du prix du pétrole brut de référence WCS par rapport à 2006. Les gains totaux réalisés sur les couvertures du prix des marchandises se sont élevés à environ 13 M\$, soit 0,52 \$ par baril de LGN en 2007, contre des pertes d'environ 93 M\$, soit 3,27 \$ par baril de LGN en 2006.

Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut au Canada ont augmenté de 45 % ou 0,40 \$ par baril en 2007, par rapport à 2006, en raison principalement de la hausse des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn et de l'augmentation des livraisons vers les États-Unis. Les charges unitaires de transport et de vente imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et Christina Lake ont augmenté de 30 % ou 0,76 \$ par baril en 2007 par rapport à celles de 2006, du fait que quelque 50 % du volume est livré sur la côte américaine du golfe du Mexique en 2007 comparativement à quelque 25 % en 2006.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut au Canada se sont accrues de 25 % ou 1,69 \$ le baril en 2007 comparativement à 2006. Cet accroissement s'explique surtout par l'augmentation des travaux de reconditionnement, des produits chimiques et de l'électricité ainsi que par la baisse du volume de production correspondant à la participation dans le produit net de Pelican Lake, par suite du versement de redevances en avril 2006. Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de Foster Creek et Christina Lake ont augmenté de 41 %, ou 4,53 \$ 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 sur les nouveaux puits doubles avant de démarrer la production, la croissance des frais de réparation et d'entretien et des travaux de reconditionnement. De plus, les charges d'exploitation se sont ressenties de l'augmentation de la charge de rémunération à long terme en 2007 par rapport à celle de 2006, en raison de la hausse du cours de l'action d'EnCana.

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Résultats unitaires – LGN

(en \$ par baril)	Canada		États-Unis	
	2007	2006	2007	2006
Prix ¹⁾	55,21 \$	55,19 \$	55,43 \$	58,25 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	4,71	2,60
Transport et vente	0,74	0,73	0,01	0,01
Prix net	54,47 \$	54,46 \$	50,71 \$	55,64 \$
Volume de production de LGN (b/j)	11 017	11 607	13 483	12 793

¹⁾ Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

La variation du prix obtenu pour les LGN en 2007 par rapport à 2006 a suivi de façon générale la baisse du prix du pétrole WTI et subi aussi l'influence de la conjoncture commerciale locale.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées aux LGN aux États-Unis ont crû de 81 % en 2007, soit de 2,11 \$ par baril, par rapport à 2006, par suite principalement d'ajustements favorables enregistrés en 2006 relativement aux cotisations au titre de l'impôt sur la valeur et de la taxe de séparation visant des biens au Colorado.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Résultats unitaires – LGN

(en \$ par baril)	Canada		États-Unis	
	2007	2006	2007	2006
Prix ¹⁾	49,35 \$	51,98 \$	51,81 \$	56,20 \$
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	4,64	3,86
Transport et vente	0,64	0,67	0,01	0,01
Prix net	48,71 \$	51,31 \$	47,16 \$	52,33 \$
Volume de production de LGN (b/j)	10 859	11 805	12 832	12 605

¹⁾ Ne tient pas compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

La baisse du prix obtenu pour les LGN en 2007 par rapport à 2006 a suivi de façon générale la baisse du prix du pétrole WTI et subi aussi l'influence de la conjoncture commerciale locale.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées aux LGN aux États-Unis ont crû de 20 % en 2007, soit de 0,78 \$ par baril, par rapport à 2006, par suite principalement d'ajustements favorables enregistrés en 2006 relativement aux cotisations au titre de l'impôt sur la valeur et de la taxe de séparation visant des biens au Colorado.

Amortissement et épuisement – activités en amont

Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

La charge d'amortissement et d'épuisement du deuxième trimestre de 2007 a augmenté de 77 M\$ ou 11 % par rapport à celle du trimestre correspondant de 2006. Les taux unitaires d'amortissement ont été plus élevés en 2007 qu'en 2006 en raison principalement de la croissance des frais de mise en valeur futurs.

Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

La charge d'amortissement et d'épuisement du premier semestre de 2007 a augmenté de 126 M\$ ou 9 % par rapport à celle du semestre correspondant de 2006. Les taux unitaires d'amortissement ont été plus élevés en 2007 qu'en 2006 en raison principalement de la croissance des frais de mise en valeur futurs.

ACTIVITÉS EN AVAL

Résultats financiers (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Produits	1 717 \$	- \$	3 060 \$	- \$
Charges				
Exploitation	119	-	219	-
Achats de produits	1 157	-	2 291	-
Flux de trésorerie d'exploitation	441 \$	- \$	550 \$	- \$

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 de Wood River et Borger, exploitées par ConocoPhillips.

Les produits tiennent compte de la quote-part de 50 % d'EnCana des ventes de produits du pétrole aux États-Unis. Les flux de trésorerie d'exploitation au deuxième trimestre de 2007 ont été influencés par des marges de raffinage beaucoup plus élevées. Globalement, les deux raffineries ont une capacité combinée de raffinage de pétrole brut de 452 000 b/j et tournaient à 88 % de cette capacité au deuxième trimestre de 2007 et à 92 % au premier semestre de 2007. Si l'on tient compte de l'ajout d'autres intrants traités combinés au pétrole brut, la production des raffineries s'est établie en moyenne à 421 000 b/j durant le deuxième trimestre et à 439 000 b/j durant le premier semestre de 2007.

Les achats de produits, principalement du pétrole brut, ont représenté 91 % des charges totales du deuxième trimestre et du premier semestre de 2007, le reste des charges d'exploitation étant attribuable à la main-d'œuvre, aux services publics et aux fournitures au deuxième trimestre et au premier semestre de 2007.

OPTIMISATION DES MARCHÉS

Résultats financiers (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Produits	722 \$	825 \$	1 478 \$	1 541 \$
Charges				
Transport et vente	2	10	10	13
Exploitation	10	13	17	31
Achats de produits	702	794	1 434	1 483
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	8	8	17	14
Amortissement et épuiement	4	2	7	5
Bénéfice sectoriel (perte)	4 \$	6 \$	10 \$	9 \$

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.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

Résultats financiers (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Produits				
Charges	49	\$ 230	(566)	\$ 1 493
Exploitation				
Amortissement et épuisement	(7)	(1)	(8)	-
Bénéfice sectoriel (perte)	21	20	39	38
	35	\$ 211	(597)	\$ 1 455
Administration	95	75	190	133
Intérêts, montant net	94	83	195	171
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	15	12	29	24
(Gain) perte de change, montant net	7	(202)	(5)	(158)
(Gain) perte à la cession	1	(8)	(58)	(17)

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Activités poursuivies				
Gaz naturel	71	\$ 195	(484)	\$ 1 472
Pétrole brut	(22)	35	(82)	21
	49	230	(566)	1 493
Charges	(6)	-	(7)	2
	55	230	(559)	1 491
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	8	69	(183)	515
Gains (pertes) latents, évalués à la valeur du marché, après impôts	47	\$ 161	(376)	\$ 976

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 et contrats physiques. Les contrats sur instruments financiers sont comptabilisés à la valeur du marché à la date des états financiers. Le 30 juin 2007, la courbe des prix à terme du gaz NYMEX pour le reste de 2007 avait diminué de 2 % par rapport au 31 décembre 2006, s'établissant à 7,33 \$ le kpi³, tandis que la courbe des prix à terme du pétrole WTI s'était hissée de 7 % pour se fixer à 71,23 \$ le baril.

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

Les frais d'administration du deuxième trimestre de 2007 ont augmenté de 20 M\$ et ceux du semestre terminé le 30 juin 2007, de 57 M\$ par rapport aux périodes correspondantes de 2006. Cette augmentation d'un exercice à l'autre s'explique principalement par la progression des charges de rémunération à long terme découlant de la hausse du cours de l'action d'EnCana, qui se sont chiffrées à 34 M\$, et par la hausse des salaires et autres charges connexes. Pour le premier semestre de 2007, les frais d'administration se sont établis à environ 0,25 \$ par kpi³e, comparativement à 0,17 \$ par kpi³e pour la même période en 2006.

Les intérêts débiteurs du premier semestre de 2007 ont augmenté de 24 M\$ par rapport à ceux du premier semestre de 2006 par suite de l'augmentation de l'encours de la dette. La dette à long terme totale (partie à court terme comprise) d'EnCana a augmenté de 592 M\$ pour atteindre 7 426 M\$ au 30 juin 2007, contre 6 834 M\$ au 31 décembre 2006. Le taux d'intérêt moyen pondéré d'EnCana sur l'encours de la dette depuis le début de l'exercice en 2006 et en 2007 s'est situé à 5,6 %.

Le gain de change de 5 M\$ constaté au premier semestre de 2007 résulte de l'incidence de l'évolution du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien sur la dette libellée en dollars américains contractée au Canada et d'autres gains, incidence qui a été contrebalancée par des pertes de change à la conversion de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise. Selon les PCGR du Canada, EnCana doit convertir ces éléments en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la fin de la période. Les gains ou les pertes de change latents qui en résultent sont comptabilisés dans l'état consolidé des résultats. Les autres gains et pertes de change proviennent du règlement d'opérations en devises et de la conversion des actifs et passifs monétaires d'EnCana.

Le gain à la cession en 2007 se rapporte à la cession des activités de la société au Tchad durant le premier trimestre.

Impôts sur les bénéfices

Pour le semestre terminé le 30 juin 2007, le taux d'imposition effectif s'est établi à 22,0 %, contre 23,0 % pour la période équivalente de 2006. Cette baisse est attribuable à la modification législative de l'imposition fédérale des sociétés (231 M\$) et à la réduction de 0,5 % des taux d'imposition canadienne des sociétés en 2011 (37 M\$), les deux mesures ayant été adoptées en juin 2007. 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.

Les impôts payés se sont élevés à 285 M\$ pour le deuxième trimestre de 2007, contre 297 M\$ pour la même période en 2006. Les impôts payés se sont élevés à 660 M\$ pour le premier semestre de 2007, contre 628 M\$ pour la même période en 2006. L'augmentation de 32 M\$ s'explique par l'augmentation des impôts aux États-Unis en 2007 atténuée par l'économie d'impôts encaissés attribuable à la modification législative (174 M\$) mentionnée précédemment.

Des renseignements complémentaires concernant le taux d'imposition effectif d'EnCana figurent dans la note 11 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, MONTANT NET

Sommaire des dépenses en immobilisations

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Canada	591	\$ 778	\$ 1 462	\$ 1 907
États-Unis	422	633	861	1 170
Autres pays	29	21	37	39
Activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux	110	175	225	395
Optimisation des marchés	2	9	3	38
Activités non sectorielles	18	16	67	29
Total des dépenses en immobilisations de base	1 172	1 632	2 655	3 578
Acquisitions	17	271	24	286
Cessions	(165)	(2)	(446)	(257)
Activités abandonnées	-	(1 072)	-	(2 415)
Dépenses en immobilisations, montant net	1 024	\$ 829	\$ 2 233	\$ 1 192

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour le semestre terminé le 30 juin 2007 ont été financées par les flux de trésorerie et des emprunts.

Dépenses en immobilisations liées aux activités au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2007, les dépenses en immobilisations ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources de la société en Amérique du Nord.

Pour le premier semestre de 2007, les dépenses en immobilisations de base au Canada, aux États-Unis et dans les autres pays ont diminué de 756 M\$ par rapport à celles du semestre correspondant de 2006, essentiellement pour les raisons suivantes :

- Diminution de 445 M\$ au Canada, en raison des activités réduites de forage et d'achèvement de puits dans la division des contreforts canadiens par suite de retards liés aux conditions climatiques, de la baisse des coûts de forage et d'achèvement de puits résultant d'efficacités accrues et d'une diminution des dépenses liées aux installations;
- Diminution de 309 M\$ aux États-Unis, en raison surtout du calendrier des dépenses en immobilisations et de la baisse des coûts de forage et d'achèvement de puits résultant d'efficacités accrues grâce à un plus grand recours à des appareils de forage adaptés.

Dépenses en immobilisations des activités intégrées d'exploitation des sables bitumineux

Les dépenses en immobilisations du deuxième trimestre et du premier semestre de 2007 ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources de Foster Creek et Christina Lake ainsi qu'à des projets de coker et de modernisation des raffineries de Wood River et Borger.

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 ont porté sur des biens peu importants en 2007 et 2006. Quant aux cessions, elles comprennent la vente, en 2007, de certains actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort, des activités au Tchad et des actifs du projet d'immeuble à bureaux The Bow, ainsi que la vente du pipeline Entrega, au Colorado, en 2006.

Les activités abandonnées comprennent la cession des actifs d'EnCana en Équateur et d'activités de stockage de gaz (points traités à la note 7 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires) au cours de 2006, dont le produit a été diminué des dépenses en immobilisations effectuées avant la vente.

Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités d'exploitation	2 168	\$ 2 325	\$ 4 077	\$ 4 622
Activités d'investissement	(1 094)	(1 166)	(2 342)	(1 363)
Activités de financement	(841)	(1 230)	(1 567)	(3 111)
Gain de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises	(15)	-	(15)	-
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	218	\$ (71)	\$ 153	\$ 148

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies se sont établis à 2 549 M\$ pour le deuxième trimestre de 2007, contre 1 839 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006. Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont situés à 4 301 M\$ comparativement à 3 418 M\$ à pareille date en 2006. La progression s'explique surtout par la hausse des produits découlant des activités de raffinage aux États-Unis, l'augmentation des gains réalisés sur les couvertures du prix des marchandises, l'économie d'impôts encaissés résultant d'une modification législative de l'imposition fédérale des sociétés et la réduction du volume de production du gaz naturel et elle est annulée en partie par la diminution du prix de celui-ci et du volume de production de LGN, ainsi que par l'accroissement des charges d'exploitation. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies constituent la majeure partie des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation d'EnCana.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont crû de 979 M\$ au cours du premier semestre de 2007 par rapport au semestre correspondant de 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 au premier trimestre (1,4 G\$) et les activités de stockage du gaz au deuxième trimestre (1,3 G\$). Au premier semestre de 2007, les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont diminué de 1 185 M\$ par rapport à celles du semestre correspondant de 2006.

Activités de financement

Au premier semestre de 2007, EnCana a procédé à l'émission nette de 394 M\$ de titres de dette à long terme alors qu'elle avait procédé à des remboursements nets de 982 M\$ en 2006. La dette nette d'EnCana, ajustée au titre du fonds de roulement, s'établissait à 7 342 M\$ au 30 juin 2007, contre 6 566 M\$ au 31 décembre 2006.

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. Ce prospectus préalable remplace le prospectus préalable de 1,0 G\$ d'EnCana, entièrement tiré. Au 30 juin 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 5,9 G\$, sous réserve des conditions du marché.

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 des emprunts bancaires et des effets commerciaux 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 négatives », 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. Durant le deuxième trimestre de 2007, EnCana a racheté environ 12 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 713 M\$ contre 22,4 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 1 095 M\$ en 2006. Au cours du premier semestre de 2007, EnCana a racheté 35,4 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 1 807 M\$ comparativement à 43,7 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 2 073 M\$ en 2006.

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 \$ l'action au premier trimestre de 2007 et les versements pour le semestre terminé le 30 juin 2007 ont totalisé 304 M\$. Dans le premier trimestre de 2006, EnCana avait versé un dividende trimestriel de 0,075 \$ l'action. EnCana a majoré son dividende trimestriel à 0,10 \$ l'action au deuxième trimestre de 2006 et les versements pour le semestre terminé le 30 juin 2006 ont totalisé 146 M\$. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie.

Ratios financiers

	30 juin 2007	31 décembre 2006
Ratio dette nette/capitaux propres	29 %	27 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ¹⁾	0,8 x	0,6 x

¹⁾ Le BAIIA ajusté, mesure non conforme aux PCGR, s'entend du bénéfice net 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/capitaux propres et dette nette/BAIIA ajusté pour gérer la dette globale de la société en tant que mesures de la santé financière générale de celle-ci. La hausse du ratio dette nette/capitaux propres depuis le 31 décembre 2006 s'explique par l'augmentation de la dette à long terme et la diminution du fonds de roulement, compte tenu de l'incidence de la réduction des actifs de gestion des risques.

Flux de trésorerie disponibles

Pour le deuxième trimestre de 2007, les flux de trésorerie disponibles d'EnCana ont crû de 1 194 M\$ par rapport au trimestre correspondant de 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 des dépenses en immobilisations.

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les		Exercice
	30 juin		30 juin		terminé
	2007	2006	2007	2006	2006
Flux de trésorerie ¹⁾	2 549	1 815	4 301	3 506	7 161
Dépenses en immobilisations de base	1 172	1 632	2 655	3 578	6 269
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	1 377	183	1 646	(72)	892

¹⁾ Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR définie sous la rubrique « Flux de trésorerie ».

²⁾ Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux PCGR et correspondent pour EnCana à l'excédent des flux de trésorerie sur les dépenses en immobilisations de base.

Données sur les actions en circulation

(en millions)	30 juin 2007
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	777,9
Actions émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	7,4
Actions rachetées	(32,5)
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	752,8
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – résultat dilué	773,2

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires, un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et un nombre illimité d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation au 30 juin 2007.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés et aux administrateurs en vertu de divers régimes. Au 30 juin 2007, 4,3 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 »). Des renseignements supplémentaires sur ces incitatifs se trouvent à la note 15 afférente aux états financiers consolidés vérifiés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Au cours du premier trimestre de 2007, les critères d'acquisition pour les DVAR attribués en 2004 ont été atteints et la société a distribué 2,9 millions d'actions détenues en fiducie. Au 30 juin 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

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 7 422 M\$ au 30 juin 2007, comprennent une tranche de 1 661 M\$ au titre d'engagements liés à des acceptations bancaires et à des billets de trésorerie. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen des facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme qui ne sont pas assortis de conditions de remboursement pour l'exercice à venir. Des précisions sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 14 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

En date du 30 juin 2007, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixes à long terme prévoyant la livraison courante d'environ 38 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui ont cours jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 118 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,06 \$ le kpi³. Au 30 juin 2007, ces opérations représentaient une perte latente de 282 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.

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 conclu le règlement des recours collectifs intentés devant les tribunaux de la Californie et devant la cour de district des États-Unis, pour 20,5 M\$ et 2,4 M\$ respectivement. Par ailleurs, comme il a été annoncé précédemment, 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.

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. En vertu des lois de la Californie, les montants de dommages-intérêts évalués pourraient tripler.

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

Conventions comptables et estimations

Par suite de la formation de la nouvelle coentreprise avec ConocoPhillips, EnCana a modifié les principales conventions et pratiques qui suivent afin d'intégrer les activités de raffinage :

- Constatation des produits
- Stocks
- Immobilisations
- Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Ces modifications sont traitées en détail à la note 3 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Adoption de nouvelles normes comptables

Comme il a été mentionné dans le rapport de gestion de fin d'exercice, la société a adopté, le 1^{er} janvier 2007, les chapitres 1530, « Résultat étendu », 3251, « Capitaux propres », 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », et 3865, « Couvertures » du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA »). Selon les exigences des nouvelles normes, les données des périodes antérieures n'ont pas été retraitées, à l'exception des écarts de conversion qui ont été reclassés, comme il est décrit à 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. Des renseignements supplémentaires sur la mise en œuvre des nouvelles normes se trouvent à la note 2 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Récentes prises de position comptables

Au 1^{er} janvier 2008, EnCana est tenue d'adopter le chapitre 3031, « Stocks », du Manuel de l'ICCA, qui remplacera la norme existante sur les stocks. La nouvelle norme exige que les stocks soient évalués selon la méthode du premier entré, premier sorti ou selon la méthode du coût moyen pondéré. Comme les conventions comptables d'EnCana sur les stocks sont cohérentes avec ces exigences, l'application de la norme n'aura pas d'incidence notable sur les 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. Les mesures visant à atténuer ces risques comprennent notamment le recours à des instruments dérivés, à des politiques de crédit et à des politiques sur l'exploitation de même que la souscription de polices d'assurance adéquates, l'instauration de politiques sur l'environnement et la sécurité ainsi que des politiques et méthodes d'application qui peuvent toucher la réputation d'EnCana. Des détails sur les risques spécifiques se trouvent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2006.

Changement climatique

Le gouvernement fédéral du Canada a annoncé qu'il avait l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») 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 et l'engagement d'établir à court terme une réglementation sur les émissions pour le

secteur. Un projet de loi étant actuellement à l'étude, 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.

Le gouvernement de l'Alberta a également promulgué une loi, la *Climate Change and Emissions Management Act* (la « CCEMA »), visant à réglementer les émissions de GES de certaines installations dans cette province. En mars 2007, le gouvernement de l'Alberta a proposé de modifier la CCEMA de façon à ce qu'à compter du 1^{er} 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 établi au moyen d'une intensité moyenne des émissions calculée d'après les émissions relevées entre 2003 et 2005. 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'ils défalqueront du total de leurs émissions ou verser des cotisations de 15 \$ CA par tonne à un nouveau fonds créé par le gouvernement de l'Alberta, qui investira dans la technologie afin de réduire les émissions de GES dans la province.

Comme ces programmes 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, en collaboration avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers, continuera de collaborer avec le gouvernement fédéral et avec le gouvernement de l'Alberta 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 CO₂;
- l'accent qu'elle met 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 en ce qui concerne les sables bitumineux et qui se traduit directement par une réduction des émissions.

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.

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 des sables bitumineux *in situ* de haute qualité de ses zones de ressources 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 durant 2007 devant 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 au cours des deux derniers exercices et son déclin subséquent ne sera que partiellement compensé par l'offre de gaz tiré des zones de ressources non classiques. Les questions d'accès au territoire et de réglementation mettent à l'épreuve la capacité de l'industrie à réagir face au resserrement de l'offre de gaz en Amérique du Nord.

La société compte financer son programme d'immobilisations de base de 2007 à partir de ses flux de trésorerie.

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.

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 : les projections touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et de la mise en valeur des sables bitumineux par récupération *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 2007 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les budgets d'immobilisations prévus pour 2007 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; la justesse de la charge d'impôts prévue par la société; 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 billet commercial 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. 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, d'asphalte, 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 de l'environnement et d'autres réglementations ou l'interprétation qui en est faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels la société et ses filiales exercent des activités; les risques de guerre, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où la société et ses filiales exercent des activités ainsi que les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la société et ses filiales; d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par EnCana auprès des autorités en valeurs mobilières. Les énoncés qui se rapportent aux « réserves », aux « ressources » ou aux « ressources potentielles » sont réputés être des énoncés prospectifs, car l'existence de ces réserves et substances dans les quantités prédites ou estimées, de même que la rentabilité de leur production dans les exercices à venir, relèvent d'estimations et d'hypothèses. Bien qu'EnCana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs soient raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion étaient à jour en date de la rédaction du rapport, et, sauf lorsque la loi l'exige, EnCana ne s'engage pas à les mettre à jour, ni à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport sont expressément visés par cette mise en garde.

INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz naturel par EnCana est faite en vertu d'une dispense accordée par les autorités canadiennes en valeurs mobilières, qui 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 (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi³e ») à raison de 6 000 pieds cubes (« kpi³ ») 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 Mpi³e, kpi³e, 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 0,89 \$ 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 et sur le site Web de la société à www.encana.com.