



EnCana Corporation

Rapport de gestion

Trimestre terminé le 31 mars 2008

(en dollars US)

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 (« états financiers consolidés intermédiaires ») du trimestre terminé le 31 mars 2008 ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Énoncés prospectifs », qui figure à la fin du présent document.

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 sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Le présent document est en date du 21 avril 2008.

Certains termes employés dans le présent document 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 document. Sauf indication contraire, tous les chiffres comparatifs de 2008 concernent le trimestre terminé le 31 mars et les chiffres correspondants concernent la même période de l'exercice précédent.

Activités d'EnCana

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

EnCana a défini ses activités dans les secteurs suivants :

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

Comparaison des résultats de 2008 et 2007

Au premier trimestre de 2008, par rapport au premier trimestre de 2007, EnCana :

- a inscrit une augmentation de 36 % des flux de trésorerie, qui ont atteint 2 389 M\$; cette croissance est essentiellement attribuable à la hausse des prix du pétrole brut et du gaz naturel et à l'accroissement des volumes de production, contrebalancés par une diminution de 195 M\$ des gains après impôts réalisés sur les opérations de couverture;
- a enregistré une hausse de 23 % du bénéfice d'exploitation, qui s'est établi à 1 045 M\$;

- déclaré une diminution de 81 % du bénéfice net, qui s'est dégagé à 93 M\$, en raison surtout de pertes latentes après impôts, établies à la valeur de marché, de 737 M\$ en 2008, contre 423 M\$ en 2007, et d'une augmentation des impôts sur les bénéfices futurs, de la charge pour amortissement et épuisement et des pertes de change;
- a constaté des flux de trésorerie de 540 M\$, soit une augmentation de 271 M\$;
- a augmenté de 9 % la production totale qui a atteint 4 557 millions de pieds cubes équivalents par jour (Mpi3e/j), essentiellement à partir du gaz. Sur une base par action, la production a augmenté de 13 %;
- a augmenté de 18 % la production tirée de ses principales zones de ressources de gaz naturel, et de 10 % la production tirée des principales zones de ressources de pétrole;
- a enregistré une hausse de 23 % du prix du gaz naturel, qui s'est établi à 7,75 \$ le millier de pieds cubes (kpi3), et une hausse de 87 % du prix des liquides de gaz naturel, qui s'est établi à 75,44 \$ le baril (b);
- a racheté environ 4,6 millions de ses actions ordinaires à un prix moyen de 66,80 \$ l'action dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des affaires, au coût total de 311 M\$ au premier trimestre de 2008;
- a subi l'impact d'une augmentation de 17 % du taux du change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien, ce qui s'est traduit par un accroissement de 163 M\$ des dépenses en immobilisations, de 48 M\$ des charges d'exploitation, de 14 M\$ des frais d'administration et de 90 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- a augmenté son dividende trimestriel, le portant à 0,40 \$ par action au premier trimestre de 2008, contre 0,20 \$ par action en 2007.

Contexte commercial

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

(moyenne de la période)	Trimestres terminés les 31 mars		
	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007
Prix de référence du gaz naturel			
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	7,13	(4) %	7,46
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	8,03	19 %	6,77
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	7,02	27 %	5,54
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	7,73	18 %	6,54
Écart de base (\$/Mbtu)			
AECO/NYMEX	0,84	110 %	0,40
Rocheuses/NYMEX	1,01	(18) %	1,23
Texas/NYMEX	0,30	30 %	0,23
Prix de référence du pétrole brut			
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	97,82	68 %	58,23
Western Canadian Select (WCS) (\$/b)	76,37	83 %	41,77
Écart WTI/WCS (\$/b)	21,45	30 %	16,46
Marge de raffinage de référence			
Marge de craquage 3-2-1 Chicago (\$/b) ¹⁾	7,69	(40) %	12,90
Taux de change			
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	0,996	17 %	0,854

1) La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence et un baril de diesel. Le calcul des marges de 2007 et de 2008 est fondé sur le diesel à faible teneur en soufre.

Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2008	2007				2006		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Total des données consolidées								
Flux de trésorerie ¹⁾ - par action, dilué	2 389 \$ 3,17	1 934 \$ 2,56	2 218 \$ 2,93	2 549 \$ 3,33	1 752 \$ 2,25	1 761 \$ 2,18	1 894 \$ 2,30	1 815 \$ 2,15
Bénéfice net - par action, de base - par action, dilué	93 0,12 0,12	1 082 1,44 1,43	934 1,24 1,24	1 446 1,91 1,89	497 0,65 0,64	663 0,84 0,82	1 358 1,68 1,65	2 157 2,60 2,55
Bénéfice d'exploitation ²⁾ - par action, dilué	1 045 1,39	849 1,12	1 032 1,37	1 369 1,79	850 1,09	675 0,84	1 078 1,31	824 0,98
Activités poursuivies								
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ¹⁾	2 389	1 934	2 218	2 549	1 752	1 742	1 883	1 839
Résultat des activités poursuivies - par action, de base - par action, dilué	93 0,12 0,12	1 007 1,34 1,33	934 1,24 1,24	1 446 1,91 1,89	497 0,65 0,64	643 0,81 0,80	1 343 1,66 1,63	1 593 1,92 1,88
Bénéfice d'exploitation des activités poursuivies ²⁾	1 045	849	1 032	1 369	850	672	1 064	841
Produits, déduction faite des redevances	5 342	5 801	5 596	5 613	4 436	3 676	4 029	3 922

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

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

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR définie comme les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, exclusion faite de la variation nette 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. 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. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une mesure conforme aux PCGR, les flux de trésorerie sont d'un usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel. EnCana s'en sert pour aider les dirigeants et les investisseurs à évaluer la capacité de la Société de financer ses programmes de dépenses en immobilisations et de remplir ses obligations financières.

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 758 \$	1 908 \$
(Ajouter) Déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(93)	20
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	(538)	136
Flux de trésorerie	2 389 \$	1 752 \$

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2008 et 2007

Les flux de trésorerie au premier trimestre de 2008 ont augmenté de 637 M\$, ou 36 %, par rapport à ceux du premier trimestre de 2007.

Cette augmentation des flux de trésorerie est attribuable aux faits suivants :

- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, s'est accru de 87 % pour se chiffrer à 75,44 \$ le baril en 2008, contre 40,25 \$ le baril en 2007;
- le volume de production de gaz naturel en Amérique du Nord a atteint 3 733 Mpi³/j en 2008, en hausse de 10 %, contre 3 400 Mpi³/j en 2007;
- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 23 % pour s'établir à 7,75 \$/kpi³ en 2008, contre 6,32 \$/kpi³ en 2007.

La diminution des flux de trésorerie est due à ce qui suit :

- les gains après impôts réalisés sur les opérations de couverture du prix des marchandises (gaz naturel, pétrole brut et autres) se sont établis à 13 M\$ en 2008, contre des gains après impôts de 208 M\$ en 2007;
- Les augmentations des charges d'exploitation, de la taxe à la production, des impôts miniers, des frais de transport, de vente et d'administration ainsi que des intérêts débiteurs en 2008 comparativement à 2007 découlent essentiellement de la hausse du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien.

BÉNÉFICE NET

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2008 et 2007

Le bénéfice net d'EnCana pour le premier trimestre de 2008 a été de 404 M\$ inférieur à celui de 2007. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question précédemment, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- les pertes latentes, établies à la valeur de marché, ont atteint 737 M\$ après impôts en 2008, contre des pertes de 423 M\$ après impôts en 2007;
- la charge d'impôts sur les bénéfices, à l'exclusion des impôts sur les pertes latentes établies à la valeur de marché, a augmenté de 265 M\$, principalement en raison des impôts futurs sur les gains de change latents;
- la charge pour amortissement et épuisement s'est accrue de 192 M\$ en 2008 comparativement à 2007, essentiellement en raison de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la hausse des volumes de production et de celle des coûts capitalisés, attribuable surtout à l'acquisition de Deep Bossier en 2007.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

Le bénéfice d'exploitation et le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies sont des mesures non conformes aux PCGR qui ajustent le bénéfice net et le bénéfice net des activités poursuivies en éliminant des éléments hors exploitation. La direction estime que ces éléments nuisent à la comparabilité des résultats financiers de la Société entre les périodes. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation ci-après vise à fournir aux investisseurs des informations qui sont comparables entre les périodes. Le bénéfice d'exploitation est égal au bénéfice d'exploitation des activités poursuivies pour le premier trimestre de 2008 et la période correspondante de 2007.

Sommaire du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 31 mars							
	2008			2007				
	Par action ⁵⁾			Par action ⁵⁾				
Bénéfice net, montant déjà établi	93	\$	0,12	\$	497	\$	0,64	\$
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :								
- gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché (après impôts)	(737)		(0,98)		(423)		(0,54)	
- gain (perte) de change non lié à l'exploitation (après impôts) ¹⁾	(215)		(0,29)		11		0,01	
- gain (perte) à l'abandon d'activités (après impôts) ²⁾	-		-		59		0,08	
Bénéfice d'exploitation ³⁾⁴⁾	1 045	\$	1,39	\$	850	\$	1,09	\$

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

²⁾ Pour 2007, gain sur la cession de participations au Tchad.

³⁾ 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, de l'incidence après impôts des gains latents (pertes) sur instruments dérivés à la valeur du marché, du gain ou de la perte de change après impôts à la conversion de la dette en dollars américains émise au Canada, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, du gain ou de la perte de change lié au règlement d'opérations intersociétés, impôts futurs liés à la conversion de la dette en dollars américains constatée uniquement à des fins fiscales et de l'incidence des modifications des taux d'imposition réglementaires. En 2007, EnCana a modifié son calcul du bénéfice d'exploitation qui ne tient à présent plus compte des effets du change sur le règlement des opérations intersociétés importantes afin de fournir des informations plus comparables d'une période à l'autre.

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

⁵⁾ Par action ordinaire – résultat dilué.

TAUX DE CHANGE

Comme il a été indiqué à la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport de gestion, le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a augmenté de 17 %, passant d'une moyenne de 0,854 \$ au premier trimestre de 2007 à une moyenne de 0,996 \$ au premier trimestre de 2008. Le tableau qui suit présente l'incidence sur les activités d'EnCana de cette augmentation par rapport à la période correspondante de 2007.

T1 2008			
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,996	\$	
Variation par rapport au T1 de 2007	0,142		
	M\$		\$/Kpi ³ e
Augmentation (diminution) des éléments suivants :			
- dépenses en immobilisations	163	\$	
- charges d'exploitation	48		0,13
- frais d'administration (en \$/kpi ³ e)	14		0,04
- charge d'amortissement et d'épuisement (en M\$)	90		

Pour de plus amples renseignements concernant l'incidence du cours du change sur les résultats d'EnCana en 2008, le lecteur peut consulter notre site Web au www.encana.com.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Volume de production

	2008	2007					2006		
	T1	2007	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Gaz produit (Mpi ³ /j)	3 733	3 566	3 722	3 630	3 506	3 400	3 406	3 359	3 361
Pétrole brut (b/j)	111 815	108 976	109 273	109 967	108 916	107 715	130 563	132 814	127 459
LGN (b/j)	25 473	25 178	26 864	26 416	24 500	22 875	24 106	23 907	24 400
Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾	4 557	4 371	4 539	4 448	4 306	4 184	4 334	4 299	4 272

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

Le volume de production a augmenté de 9 % ou de 373 millions de pieds cubes équivalents par jour (« Mpi³e/j ») au premier trimestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007, par suite d'un accroissement de 18 % de la production des principales zones de ressources de gaz naturel et d'une hausse de 10 % de la production de pétrole brut dans les principales zones de ressources d'EnCana, atténuées par une baisse de rendement normale des biens classiques.

Principales zones de ressources

	Trimestres terminés les 31 mars				
	Production quotidienne			Activités de forage (nombre de puits forés)	
	2008	Variation entre 2008 et 2007	2007	2008	2007
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Jonah	595	18 %	504	43	39
Piceance	372	11 %	334	83	65
East Texas	273	165 %	103	11	7
Fort Worth	140	32 %	106	21	14
Greater Sierra	205	10 %	186	36	23
Cutbank Ridge ¹⁾	271	17 %	232	24	33
Bighorn ¹⁾	146	34 %	109	30	28
CBM	298	19 %	251	251	408
Shallow Gas	715	(3) %	735	496	416
	3 015	18 %	2 560	995	1 033
Pétrole (kb/j)					
Foster Creek	27	31 %	20	12	8
Christina Lake	2	(5) %	3	-	-
	29	26 %	23	12	8
Pelican Lake	24	4 %	23	-	-
Weyburn	14	(9) %	15	9	9
	67	10 %	61	21	17
Total (Mpi³e/j)²⁾	3 417	17 %	2 926	1 016	1 050

¹⁾ Les données concernant la production des principales zones de ressources et le nombre de puits forés en 2007 pour Cutbank Ridge et Bighorn ont été retraitées pour tenir compte de l'ajout de nouvelles régions et zones qui répondent maintenant aux critères des principales zones de ressources.

²⁾ Les données relatives au total de la production des principales zones de ressources et au nombre de puits forés en 2007 ont été retraitées pour inclure Weyburn dans les principales zones de ressources.

CANADA, ÉTATS-UNIS ET AUTRES

Gaz produit

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2008 et 2007

Résultats financiers

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

	2008					
	Canada		États-Unis		Total	
	\$/Kpi ³		\$/Kpi ³		\$/Kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/prix	1 482	\$ 7,44	\$ 1 157	\$ 8,19	\$ 2 639	\$ 7,75
Gains réalisés à la couverture de prix des marchandises	67		26		93	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	8	0,04	87	0,62	95	0,28
Transport et vente	75	0,38	115	0,81	190	0,56
Exploitation	247	1,25	101	0,71	348	1,02
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	1 219	\$ 5,77	\$ 880	\$ 6,05	\$ 2 099	\$ 5,89
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées						6,16
Volumes de production de gaz (Mpi ³ /j)		2 181		1 552		3 733

	2007					
	Canada		États-Unis		Total	
	\$/Kpi ³		\$/Kpi ³		\$/Kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/prix	1 250	\$ 6,36	\$ 687	\$ 6,24	\$ 1 937	\$ 6,32
Gains réalisés à la couverture de prix des marchandises	138		144		282	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	20	0,10	58	0,53	78	0,26
Transport et vente	70	0,36	66	0,61	136	0,45
Exploitation	177	0,91	75	0,67	252	0,82
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	1 121	\$ 4,99	\$ 632	\$ 4,43	\$ 1 753	\$ 4,79
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées						5,71
Volumes de production de gaz (Mpi ³ /j)		2 178		1 222		3 400

¹⁾ Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Variation des produits tirés du gaz produit

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable à				2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	Autre ²⁾		
Canada	1 388 \$	144 \$	19 \$	(2) \$	1 549 \$	
États-Unis	831	90	262	-	1 183	
Total du gaz produit	2 219 \$	234 \$	281 \$	(2) \$	2 732 \$	

¹⁾ Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

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

Comparativement au premier trimestre de 2007, les produits tirés du gaz produit, déduction faite des redevances, ont augmenté pour le premier trimestre de 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 10 % du volume de production du gaz naturel et une augmentation de 23 % du prix du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, contrebalancées par :
- une diminution des gains de couverture réalisés, qui ont totalisé 93 M\$ ou 0,27 \$ par Kpi³ en 2008, contre des gains de 282 M\$ ou 0,92 \$ par Kpi³ en 2007.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté de 27 % en 2008, par suite du succès des programmes de forage et d'exploitation à East Texas, Jonah, Piceance et Fort Worth et par suite du volume découlant de l'acquisition de Deep Bossier et de la mise en valeur des installations de compression et de collecte à Jonah. Le volume de gaz produit au Canada est demeuré pratiquement inchangé en 2008 par rapport à 2007. La réussite des programmes de forage et des nouvelles installations dans les principales zones de ressources CBM, Cutbank Ridge, Bighorn et Greater Sierra a été atténuée par la baisse de rendement normale de la zone de ressources Shallow Gas et des biens classiques.

L'augmentation du prix du gaz naturel d'EnCana en Amérique du Nord en 2008, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec la variation des prix de référence AECO et NYMEX et avec les variations des écarts de base. La variabilité des prix réalisés reflète aussi la pondération des volumes des différents flux gazeux d'EnCana à leurs prix de référence respectifs, après déduction de l'écart de base correspondant.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers ont diminué au Canada en 2008 par rapport à 2007, essentiellement par suite d'une baisse du montant de la *freehold mineral tax* cotisé au premier trimestre de 2008 et des remboursements relatifs aux vérifications d'exercices antérieurs, contrebalancés en partie par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les charges unitaires au titre de la production de gaz naturel et les impôts miniers aux États-Unis ont augmenté de 17 % ou de 0,09 \$ par kpi³ en 2008 comparativement à 2007, en raison surtout d'une hausse du prix du gaz naturel dans les Rocheuses américaines, contrebalancée par une diminution de la taxe de séparation sur les biens au Colorado.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 33 % ou de 0,20 \$ par kpi³ en 2008, par rapport à 2007, en raison surtout d'un accroissement des engagements non utilisés en matière de transport, des frais de captage plus élevés et de transport du gaz sur de plus grandes distances sur le réseau Rockies Express.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel se sont accrues au Canada de 37 %, soit de 0,34 \$ le kpi³, en 2008 par rapport à 2007, par suite du taux de change défavorable entre le dollar américain et le dollar canadien dont il a été question précédemment, de l'augmentation des frais de réparation et d'entretien et des frais de reconditionnement, ainsi que des salaires et des charges sociales. 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 2008 comparativement à celles de 2007, en raison de la montée du cours de l'action d'EnCana, ce qui a occasionné une augmentation de 0,09 \$ le kpi³ des charges d'exploitation pour le gaz naturel en Amérique du Nord.

Pétrole brut et LGN

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2008 et 2007

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2008		
	Canada ¹⁾	États-Unis	Total
Produits, déduction faite des redevances	635 \$	99 \$	734 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	10	9	19
Transport et vente	10	-	10
Exploitation	85	-	85
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	530 \$	90 \$	620 \$

	2007		
	Canada ¹⁾	États-Unis	Total
Produits, déduction faite des redevances	375 \$	54 \$	429 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	8	6	14
Transport et vente	10	-	10
Exploitation	60	-	60
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	297 \$	48 \$	345 \$

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

Variation des produits tirés de la production de pétrole brut et de LGN

(en millions de dollars)	2007 produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au :		2008 produits, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	
Canada ²⁾	375 \$	250 \$	10 \$	635 \$
États-Unis	54	39	6	99
Total, pétrole brut et LGN	429 \$	289 \$	16 \$	734 \$

¹⁾ Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

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

Les produits tirés du pétrole brut et des LGN, déduction faite des redevances, ont augmenté au premier trimestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007, pour les raisons suivantes :

- un accroissement de 90 % du prix du pétrole brut au Canada et un accroissement de 78 % du prix des LGN en Amérique du Nord, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, atténués par :
- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de 49 M\$, ou 4,99 \$ le baril, en 2008, contre des gains de 20 M\$, ou 2,07 \$ le baril, en 2007.

La production de pétrole brut au Canada a diminué de 2 % en raison principalement des baisses de rendement normales des biens classiques.

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Canada ¹⁾	
	2008	2007
Prix ²⁾	78,82 \$	41,42 \$
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	1,28	1,06
Transport et vente	1,36	1,27
Exploitation	11,39	8,06
Prix net	64,79 \$	31,03 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	82 439	84 446

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

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

Le prix du pétrole brut produit au Canada en 2008 a augmenté de 90 % par rapport à 2007. Ce mouvement reflète les variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS de même qu'une diminution des marges moyennes d'EnCana sur divers mélanges de brut. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut pour le Canada se sont élevées à environ 43 M\$, soit 5,65 \$ par baril en 2008, contre des gains d'environ 18 M\$, soit 2,32 \$ par baril en 2007.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut au Canada ont augmenté de 21 % ou de 0,22 \$ par baril en 2008 par rapport à 2007, en raison surtout de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la hausse des prix du pétrole brut.

Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut au Canada ont augmenté de 7 % ou 0,09 \$ par baril en 2008, par rapport à 2007, en raison de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, contrebalancée par une diminution des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn en 2008.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut au Canada se sont accrues de 41 % ou de 3,33 \$ le baril en 2008 comparativement à 2007. Cet accroissement s'explique surtout par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, par l'augmentation des charges de rémunération à long terme découlant de la hausse du cours de l'action d'EnCana ainsi que par l'augmentation des coûts de l'énergie, des travaux de reconditionnement, des impôts fonciers et du prix des produits chimiques.

Résultats unitaires – LGN

Les LGN sont des sous-produits résultant de la production de gaz naturel. Par conséquent, les charges d'exploitation associées à la production des LGN sont intégrées aux coûts du gaz produit. Les charges directement associées à la production des LGN, comme la taxe à la production et les impôts miniers et comme les frais de transport et de vente, ont totalisé 9 M\$ pour le premier trimestre de 2008, contre 6 M\$ en 2007. Le prix moyen obtenu pour les LGN en Amérique du Nord a connu une hausse de 78 %, s'établissant à 81,24 \$ le baril en 2008, contre 45,66 \$ le baril en 2007, suivant ainsi la hausse du prix de référence du pétrole WTI.

Amortissement et épuisement – Activités en amont

EnCana utilise la méthode de comptabilisation au coût entier et calcule la charge d'amortissement et d'épuisement pays par pays, par centre de coûts.

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont du premier trimestre de 2008 s'est élevée à 938 M\$, en hausse de 182 M\$ ou de 24 % par rapport à 2007, pour les raisons suivantes :

- le volume de production en Amérique du Nord, compte non tenu de Foster Creek et Christina Lake, a augmenté de 8 %;
- les taux d'amortissement et d'épuisement au Canada en 2008 ont été moins élevés qu'en 2007, essentiellement par suite d'un accroissement des réserves prouvées, contrebalancé par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les taux d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis sont plus élevés en 2008, en raison principalement d'une augmentation des coûts capitalisés, attribuables surtout à l'acquisition de Deep Bossier.

ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2008 et 2007

Activités de Foster Creek et Christina Lake

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Foster Creek/Christina Lake	
	2008	2007
Produits, déduction faite des redevances	238 \$	220 \$
Charges		
Transport et vente	120	124
Exploitation	41	49
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	77 \$	47 \$

Variation des produits tirés de la production de pétrole brut

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable à			2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	Autre ²⁾	
Foster Creek/Christina Lake	220 \$	37	(21)	2	238

¹⁾ Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

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

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

L'entité en amont a pour but d'accroître la production à Foster Creek et à Christina Lake, la portant à 400 000 b/j de bitume (à pleine capacité) avant 2015.

Comparativement au premier trimestre de 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté au premier trimestre de 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 79 % du prix du pétrole brut, compte non tenu des couvertures, atténuée par :
- des pertes réalisées sur les couvertures de 23 M\$, ou 9,26 \$ le baril, contre des gains de 9 M\$, ou 3,27 \$ le baril, en 2007, et
- une diminution des ventes attribuable aux variations des stocks.

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Foster Creek/Christina Lake	
	2008	2007
Prix ¹⁾	59,67 \$	33,28 \$
Charges		
Transport et vente	2,72	3,07
Exploitation	16,62	17,12
Prix net	40,33 \$	13,09 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	29 376	23 269

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

Le prix du pétrole brut produit à Foster Creek et Christina Lake en 2008 a augmenté de 79 % par rapport à 2007. Ce mouvement reflète les variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS par rapport à 2007.

Les charges unitaires de transport et de vente en 2008 imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake ont diminué de 11 % ou 0,35 \$ par baril comparativement à celles de 2007, en raison de la variabilité de la destination des ventes et des pipelines utilisés pour le transport du bitume, contrebalancée en partie par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de Foster Creek et de Christina Lake ont diminué de 3 %, ou 0,50 \$ le baril, en 2008 par rapport à 2007. Cette diminution est principalement attribuable à la croissance du volume, contrebalancée en partie par la hausse du coût du carburant acheté, l'accroissement des effectifs et la hausse des frais de réparation et d'entretien. De plus, par rapport à 2007, les charges d'exploitation se sont ressenties en 2008 de la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'augmentation de la charge de rémunération à long terme résultant de la hausse du cours de l'action d'EnCana.

Amortissement et épuisement – Foster Creek et Christina Lake

EnCana utilise la méthode de comptabilisation au coût entier et calcule la charge d'amortissement et épuisement pays par pays, par centre de coûts.

La charge d'amortissement et d'épuisement pour Foster Creek et Christina Lake en 2008 s'est élevée à 28 M\$, en baisse de 7 % par rapport à celle de 2007, pour les raisons suivantes :

- la baisse du volume de production attribuable aux variations des stocks;
- les taux d'amortissement et d'épuisement au Canada ont été plus faibles en 2008 qu'en 2007 en raison surtout de l'accroissement des réserves prouvées, contrebalancé en partie par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Activités en aval

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2008	2007
Produits	2 046 \$	1 343 \$
Charges		
Exploitation	132	100
Produits achetés	1 821	1 134
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	93 \$	109 \$

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

La raffinerie Borger, située à Borger, au Texas, a une capacité d'environ 146 000 b/j de pétrole lourd et d'environ 45 000 b/j de LGN (à pleine capacité). L'unité de cokéfaction installée en 2007 permet de raffiner environ 30 000 b/j de pétrole brut Western Canadian Select.

La raffinerie Wood River, située à Roxana, dans l'Illinois, a une capacité d'environ 306 000 b/j de pétrole lourd (à pleine capacité). Au premier trimestre de 2008, on a entrepris l'entretien périodique d'une de ses unités de production d'essence et d'une unité de craquage catalytique, ce qui a entraîné une diminution des taux d'utilisation de la raffinerie.

L'entreprise en aval a pour but de raffiner, grâce aux raffineries Borger et Wood River, au total environ 275 000 b/j de bitume (à pleine capacité) en carburant de transport avant 2015. Actuellement, les raffineries ont une capacité de raffinage d'environ 70 000 b/j de bitume.

Les produits tiennent compte de la quote-part de 50 % d'EnCana des ventes de produits du pétrole raffiné aux États-Unis. En 2008, les flux de trésorerie d'exploitation ont subi l'incidence d'un recul des marges de raffinage, comme en témoigne la marge de craquage 3-2-1 Chicago, qui est présentée à la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport de gestion. La marge de craquage 3-2-1 Chicago a régressé de 40 %, s'établissant à 7,69 \$ par baril au premier trimestre de 2008, contre 12,90 \$ par baril en 2007. Globalement, les deux raffineries ont une capacité combinée de raffinage de pétrole brut de 452 000 b/j et tournaient en moyenne à 90 % de cette capacité au premier trimestre de 2008, contre 96 % pour la période correspondante de 2007. Les produits raffinés ont été en moyenne de 435 000 b/j (217 500 b/j net pour EnCana) en 2008, contre 457 000 b/j (228 500 b/j net pour EnCana en 2007).

Les produits achetés, principalement du pétrole brut, ont représenté 93 % des charges totales en 2008, contre 92 % en 2007. Le reste des charges d'exploitation est attribuable à la main-d'œuvre, aux services publics et aux fournitures. Les produits et les produits achetés ont augmenté de 52 % et de 61 %, respectivement, ce qui reflète l'augmentation importante du prix du pétrole brut enregistrée au cours du trimestre ainsi que la baisse des marges de raffinerie.

La charge d'amortissement et d'épuisement des raffineries en aval s'est chiffrée à 44 M\$ en 2008, contre 36 M\$ en 2007.

OPTIMISATION DES MARCHÉS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2008	2007
Produits	625 \$	756 \$
Charges		
Transport et vente	-	8
Exploitation	11	7
Produits achetés	607	732
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	7	9
Amortissement et épuisement	4	3
Bénéfice sectoriel	3 \$	6 \$

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

Le 1^{er} janvier 2006, EnCana a adopté les recommandations de l'abrégié (« EITF ») 04-13, intitulé *Accounting for Purchases and Sales of Inventory with the Same Counterparty*. Cet abrégé porte sur la comptabilisation, sur une base nette dans l'état consolidé des résultats, des achats et des ventes de stocks conclus simultanément avec la même partie contractante. Ces opérations d'achat et de vente permettent à la Société d'optimiser le transport ou de remplir des obligations prévues dans des ententes de commercialisation. Par suite de l'application de cette convention, les produits constatés et le coût des produits achetés tiennent compte de montants de compensation de 1 247 M\$ pour le premier trimestre de 2008, contre 899 M\$ en 2007.

Les produits et les charges liés aux produits achetés ont diminué en 2008 par rapport à ceux de 2007, en raison surtout des diminutions des volumes nécessaires pour les activités d'optimisation des marchés, contrebalancées par des hausses de prix.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2008	2007
Produits	(1 096) \$	(615) \$
Charges		
Exploitation	(2)	(1)
Amortissement et épuisement	21	18
Bénéfice sectoriel (perte)	(1 115) \$	(632) \$

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

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

Charges non sectorielles consolidées

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2008	2007
Administration	156 \$	95 \$
Intérêts débiteurs, montant net	134	101
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	21	14
Perte (gain) de change, montant net	95	(12)
Perte (gain) à la cession de participations	-	(59)

Les frais d'administration se sont accrus de 61 M\$ au premier trimestre de 2008 par rapport au premier trimestre de 2007. Cette augmentation s'explique principalement par la progression des charges de rémunération à long terme, qui se sont chiffrées à 37 M\$ et sont attribuables à la hausse du cours de l'action d'EnCana. La montée du dollar canadien par rapport au dollar américain a ajouté 15 M\$ supplémentaires et le reste de l'augmentation s'explique par une augmentation de l'effectif, une hausse des salaires et d'autres charges connexes.

Les intérêts débiteurs nets pour le premier trimestre de 2008 ont augmenté de 33 M\$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2007, par suite principalement de l'augmentation de l'encours moyen de la dette. La dette à long terme totale (partie à court terme comprise) d'EnCana a augmenté de 2 870 M\$ pour atteindre 10 107 M\$ au 31 mars 2008, contre 7 237 M\$ au 31 mars 2007, essentiellement par suite de l'acquisition de Deep Bossier. Le taux d'intérêt moyen pondéré d'EnCana sur l'encours de la dette s'est chiffré à 5,6 %, pour 2008 et 2007.

La perte de change de 95 M\$ constatée pour le premier trimestre de 2008 résulte principalement des effets des fluctuations du taux de change sur la dette libellée en dollars américains émise au Canada, contrebalancés par la réévaluation de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise.

Le gain à la cession en 2007 se rapporte principalement à la cession des participations au Tchad.

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

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2008	2007
Produits		
Gaz naturel	(1 113) \$	(555) \$
Pétrole brut	17	(60)
	(1 096)	(615)
Charges	(3)	(1)
	(1 093)	(614)
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	(356)	(191)
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts	(737) \$	(423) \$

La volatilité des prix des marchandises a une incidence sur le bénéfice net. Afin de gérer la volatilité du prix des marchandises, EnCana conclut divers contrats d'instruments financiers. Les contrats d'instruments financiers ont été comptabilisés à la valeur de marché à la date des états financiers. Les variations du gain ou de la perte à la valeur de marché reflétées dans les produits tirées des activités non sectorielles sont attribuables à la volatilité selon les périodes sur le marché des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés. Des renseignements complémentaires concernant les contrats d'instruments financiers figurent à la note 16 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Impôts sur les bénéfices

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, le taux d'imposition effectif s'est établi à 75,4 %, contre 27,1 % en 2007. Le taux de 2008 tient compte de l'incidence d'une charge d'impôts de 156 M\$ liée aux gains de change, dont une tranche de 152 M\$ concerne des impôts sur les bénéfices futurs sur des gains de change latents et une tranche de 4 M\$ est classée dans les impôts exigibles au titre de gains de change réalisés. Si l'on fait abstraction des impôts futurs de 152 M\$, le taux d'imposition effectif pour le trimestre est de 35,2 %.

Les impôts payés se sont élevés à 364 M\$ pour le premier trimestre de 2008, contre 375 M\$ pour 2007. La diminution de 11 M\$ est attribuable à une diminution des impôts au Canada, contrebalancée par une hausse de 37 M\$ des impôts aux États-Unis. Cette dernière résulte d'une hausse du bénéfice des entreprises en amont aux États-Unis.

Des renseignements complémentaires concernant le taux d'imposition effectif d'EnCana figurent à la note 8 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires. Le taux effectif d'EnCana pour une année donnée est fonction de la relation entre le bénéfice net avant impôts de l'exercice et l'ampleur des éléments représentant les « écarts permanents » exclus du résultat, qui sont assujettis aux impôts exigibles ou aux impôts futurs. Les éléments de ce type sont notamment :

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

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

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, MONTANT NET

Sommaire des dépenses en immobilisations

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2008	2007
Canada	1 069 \$	861 \$
États-Unis	519	439
Autres pays	25	18
Activités pétrolières intégrées	223	115
Optimisation des marchés	2	1
Activités non sectorielles	11	49
Total des dépenses en immobilisations	1 849	1 483
Acquisitions	58	7
Cessions	(72)	(281)
Dépenses en immobilisations, montant net	1 835 \$	1 209 \$

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 ont été financées par les flux de trésorerie et des emprunts.

Pour le premier trimestre de 2008, les dépenses en immobilisations ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des principales zones de ressources d'EnCana en Amérique du Nord et à l'expansion de la capacité de traitement du pétrole lourd en aval de la Société par l'intermédiaire de sa coentreprise avec ConocoPhillips. Comme il a été indiqué à la rubrique sur le taux de change du présent rapport de gestion, les dépenses en immobilisations ont aussi été influencées par la hausse du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien et ont accru de 163 M\$ le total des dépenses en immobilisations.

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

Pour le premier trimestre de 2008, les dépenses en immobilisations au Canada, aux États-Unis et dans les autres pays ont augmenté de 295 M\$ par rapport à celles de la période correspondante de 2007, essentiellement pour les raisons suivantes :

- Les dépenses en immobilisations au Canada se sont établies à 1 069 M\$ au premier trimestre de 2008, soit une hausse de 208 M\$ qui s'explique principalement par les facteurs suivants :
 - Hausse du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien qui a accru de 144 M\$ le total des dépenses en immobilisations.
 - Augmentation des coûts de forage, d'achèvement et des installations, en raison de l'accroissement du nombre de puits et de l'expansion d'une usine de traitement du gaz. La Société a foré un plus grand nombre de puits dans la principale zone de ressources Shallow Gas, augmentation qui a été contrebalancée par une diminution de nombre de puits forés dans la principale zone de ressources CBM. Au Canada, la Société a foré 954 puits nets au premier trimestre de 2008 comparativement à 1 094 puits nets en 2007.

- Les dépenses en immobilisations aux États-Unis ont augmenté de 80 M\$ pour s'établir à 519 M\$, en raison principalement de l'intensification des activités de forage et d'achèvement dans les principales zones de ressources East Texas et Piceance, compte tenu de l'accroissement des coûts liés à l'acquisition de Deep Bossier. Le nombre de puits nets forés aux États-Unis a augmenté légèrement et s'est établi à 178 en 2008 par rapport à 162 en 2007.

Dépenses en immobilisations des activités pétrolières intégrées

Les dépenses en immobilisations des activités pétrolières intégrées au premier trimestre de 2008 ont été affectées avant tout à la poursuite des activités de mise en valeur des zones de ressources Foster Creek et Christina Lake ainsi qu'au maintien et à des projets d'expansion de la capacité de production du bitume principalement à la raffinerie Wood River. La hausse de 108 M\$ des dépenses en immobilisations au premier trimestre de 2008 par rapport à la période correspondante de 2007 est principalement attribuable à l'accroissement des coûts des installations à Foster Creek en vue de porter la capacité de l'usine à 120 000 barils par jour pour répondre aux besoins d'expansion des phases D et E. De plus, les coûts de forage ont augmenté en raison du forage de 23 nouvelles paires de puits (12 puits nets pour EnCana) à Foster Creek et de 257 puits d'essais stratigraphiques (129 puits nets pour EnCana) à Foster Creek et Christina Lake en lien avec les phases de mise en valeur suivantes. La hausse du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien a accru de 9 M\$ le total des dépenses en immobilisations de Foster Creek/Christina Lake.

Dépenses en immobilisations liées aux activités non sectorielles

En 2008 et en 2007, 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 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 et cessions

Les acquisitions ont porté sur des biens peu importants aux premiers trimestres de 2008 et 2007.

En septembre 2007, EnCana a conclu un accord visant la vente de ses participations résiduelles au Brésil pour environ 165 M\$ avant ajustements à la clôture. La vente est conditionnelle au respect de certains critères et à l'obtention d'approbations auprès des autorités de réglementation et sa clôture devait avoir lieu au cours du premier trimestre de 2008. Par suite d'un conflit de travail au sein de l'organisme de réglementation au Brésil, l'approbation prévue a été reportée. Le moment du règlement du différend et de toute approbation ultérieure ne peut être déterminé avec certitude à l'heure actuelle, mais il est toujours prévu que la vente sera conclue en 2008.

EnCana a réalisé les cessions importantes suivantes au premier trimestre de 2007 :

- Cession 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\$;
- Vente des actifs du projet du complexe à bureaux The Bow pour environ 57 M\$, ce qui correspond dans une large mesure à son investissement à la date de la cession.

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

Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2008	2007
Flux de trésorerie nets liés aux		
Activités d'exploitation	1 758 \$	1 908 \$
Activités d'investissement	(1 534)	(1 248)
Activités de financement	116	(726)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises	(4)	1
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	336 \$	(65) \$

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation d'EnCana au premier trimestre de 2008 se sont établis à 2 389 M\$, contre 1 752 M\$ lors de la période correspondante en 2007. Les raisons de cette augmentation sont analysées à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion. Les variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, y compris une augmentation du passif au titre de la gestion des risques contrebalancée par une diminution de la charge d'impôts et un accroissement des stocks, ont également eu une incidence sur les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement au premier trimestre de 2008 ont augmenté de 286 M\$ par rapport à la période correspondante en 2007. Les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont augmenté de 417 M\$ au premier trimestre de 2008 par rapport à la même période en 2007, en raison surtout de la hausse du taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien et de l'accroissement des coûts de forage, d'achèvement et des installations.

Activités de financement

Pour le premier trimestre de 2008, EnCana a procédé à l'émission de titres d'emprunt à long terme d'un montant net de 664 M\$, contre un montant net de 434 M\$ pour la période correspondante en 2007. La dette nette d'EnCana, ajustée au titre du fonds de roulement, s'établissait à 11 930 M\$ au 31 mars 2008, contre 10 726 M\$ au 31 décembre 2007.

EnCana dispose d'un grand nombre de facilités de crédit bancaires engagées et de prospectus préalables.

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

Le 11 mars 2008, EnCana a déposé un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre et jusqu'à concurrence de 4,0 G\$ CA, ou l'équivalent en devises étrangères, de titres d'emprunt aux États-Unis. Ce prospectus préalable remplace le prospectus préalable de 2,0 G\$ CA d'EnCana, qui a été entièrement épuisé.

Au 31 mars 2008, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées et inutilisées de 3,1 G\$ et avait déposé, sans les utiliser, des prospectus préalables l'autorisant à émettre des titres à hauteur de 7,2 G\$, sous réserve des conditions du marché.

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

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires. Au cours du premier trimestre de 2008, EnCana a racheté 4,6 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 311 M\$, contre 23,3 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 1 094 M\$ pour la même période en 2007.

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 0,40 \$ par action au premier trimestre de 2008, et les versements ont totalisé 300 M\$, contre 153 M\$ pour la période correspondante en 2007. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie.

Ratios financiers

	31 mars 2008	31 décembre 2007
Ratio dette nette/capital investi ¹⁾	38 %	34 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ²⁾	1,3 x	1,2 x

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

²⁾ Pour les douze derniers mois, le BAIIA ajusté, mesure non conforme aux PCGR, s'entend du bénéfice des activités poursuivies avant gain à la cession de participations, impôts sur les bénéfices, gain ou perte de change, montant net des intérêts, charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et amortissement et épuiement.

La direction utilise les ratios dette nette/capital investi et dette nette/BAIIA ajusté pour gérer la dette globale de la Société en tant que mesures de la santé financière générale de celle-ci. Le ratio dette nette/capital investi est passé de 34 % à 38 % au 31 décembre 2007 en raison principalement de pertes évaluées à la valeur de marché latentes sur des instruments de gestion des risques qui ont fait augmenter la dette nette. Sans tenir compte de cet élément, le ratio dette nette/capital investi se serait établi à 35 % au 31 mars 2008 et serait demeuré inchangé à 34 % au 31 décembre 2007.

Flux de trésorerie disponibles

Pour le premier trimestre de 2008, les flux de trésorerie disponibles ont crû de 271 M\$ par rapport à ceux de la même période en 2007. Les raisons de l'accroissement des flux de trésorerie disponibles et des dépenses en immobilisations sont analysées aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Dépenses en immobilisations – montant net » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2008	2007
Flux de trésorerie ¹⁾	2 389 \$	1 752 \$
Total des dépenses en immobilisations	1 849	1 483
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	540 \$	269 \$

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

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 le total des dépenses en immobilisations, sans tenir compte des acquisitions et des cessions nettes. Ils servent à déterminer les fonds disponibles pour les autres activités d'investissement et/ou de financement.

Données sur les actions en circulation

(en millions)	31 mars	31 décembre
	2008	2007
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	750,2	777,9
Actions émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	2,4	8,3
Actions ordinaires rachetées	(2,6)	(36,0)
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	750,0	750,2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – résultat dilué	753,0	764,6

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation aux 31 mars 2008 et 2007.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés en vertu de divers régimes. Au 31 mars 2008, environ 1,0 million d'options non assorties d'un droit alternatif à la plus-value des actions (« DAPVA ») étaient en cours, la totalité pouvant 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 liés au rendement (« DVAR »). Les options sur actions attribuées après le 31 décembre 2003 comportent un DAPVA et les salariés peuvent choisir de recevoir un versement en espèces égal à l'excédent du cours des actions ordinaires d'EnCana sur le prix d'exercice de leurs options sur actions en échange du rachat de leurs options sur actions. L'exercice d'un DAPVA en contrepartie d'un versement en espèces n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires supplémentaires par la Société et n'a donc aucun effet dilutif. Jusqu'à maintenant, la quasi-totalité des salariés détenant des options assorties de DAPVA qui souhaitaient réaliser la valeur de leurs options ont choisi un versement en espèces. Au 31 mars 2008, environ 34,2 millions d'options assorties de DAPVA étaient en circulation, dont 10,6 millions pouvaient être exercées. Au premier trimestre de 2008, les critères d'acquisition des DVAR attribués en 2005 ayant été satisfaits, la Société a distribué 2,0 millions d'actions provenant de la fiducie du régime d'avantages à l'intention des salariés d'EnCana. Des renseignements supplémentaires sur ces incitatifs figurent à la note 17 afférente aux états financiers consolidés vérifiés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

En 2008, EnCana a accordé à certains salariés des droits à la plus-value des actions (« DPVA ») et des DVAR aux termes desquels ceux-ci peuvent recevoir, à la date d'exercice de ces droits, un versement en espèces égal à l'excédent du cours des actions ordinaires d'EnCana sur le prix de l'attribution. Les DVAR peuvent être exercés à raison de 30 % du nombre d'options attribuées après un an et d'un autre 30 % après deux ans. Les options peuvent être exercées en totalité après trois ans et viennent à échéance cinq ans après la date d'attribution. Les conditions d'acquisition de droits et d'échéance pour les DVAR sont les mêmes que pour les DPVA. L'acquisition est aussi fonction de l'atteinte par EnCana d'objectifs de rendement établis compte tenu de mesures clés déterminées à l'avance. Les DVAR qui ne sont pas acquis pendant la période d'acquisition sont éteints.

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 10 129 M\$ au 31 mars 2008, comprennent une tranche de 1 884 M\$ au titre d'engagements liés à des acceptations bancaires et à du papier commercial. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen de facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme qui ne sont pas assortis d'obligations de remboursement pour l'exercice à venir. D'autres renseignements sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 10 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

En date du 31 mars 2008, 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 108 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,28 \$ le kpi³. Au 31 mars 2008, ces opérations représentaient une perte latente de 368 M\$.

Contrats de location

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

Deep Panuke

En octobre 2007, EnCana a obtenu l'autorisation réglementaire de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers visant la réalisation du projet d'exploitation du gaz naturel Deep Panuke, situé à environ 175 km au large de la Nouvelle-Écosse. Le projet de 700 M\$ environ, pour lequel la production devrait démarrer en 2010, pourrait être en mesure de fournir de 200 Mpi³/j à 300 Mpi³/j de gaz naturel par jour aux marchés du Canada et du nord-est des États-Unis.

Le 4 janvier 2008, EnCana a signé un contrat portant sur les installations de production du projet Deep Panuke. L'entente vise la construction, par Single Buoy Moorings, d'une usine de production qu'EnCana louera à sa mise en service, prévue pour la fin de 2010. EnCana a aussi la possibilité d'acheter les installations. EnCana a déterminé qu'elle avait assumé la quasi-totalité des risques pendant la durée de la construction et, en conséquence, elle comptabilise les installations de production comme une immobilisation en cours pendant la durée de la construction. Une fois entrée en service, l'immobilisation sera classée comme un contrat de location-acquisition.

The Bow

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

Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »)

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

Actions en justice

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

Activités de courtage d'énergie abandonnées

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

Sans admettre une quelconque responsabilité dans les poursuites, WD a convenu de verser 20,5 M\$ et 2,4 M\$, respectivement, pour régler les recours collectifs intentés devant les tribunaux de la Californie et devant la cour de district des États-Unis. Par ailleurs, comme il a été indiqué 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, dont il a déjà été fait mention.

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

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

Conventions comptables et estimations

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 2008, les chapitres 3031, « Stocks », 3863, « Instruments financiers - présentation », 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », et 1535, « Informations à fournir concernant le capital », du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA »). 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.

Prises de position récentes en comptabilité

En date du 1^{er} janvier 2009, EnCana devra adopter le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel* de l'ICCA qui remplacera la norme actuelle sur les écarts d'acquisition et les actifs incorporels. La nouvelle norme modifie les exigences de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'information applicables aux actifs incorporels. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana.

En janvier 2006, le Conseil des normes comptables de l'ICCA (le « CNC ») a adopté un plan stratégique concernant l'orientation future des normes comptables au Canada. Dans le cadre de ce plan, le CNC a confirmé en février 2008 que les normes internationales d'information financière (les « IFRS ») remplaceront les PCGR du Canada en 2011 pour les entreprises à but lucratif ayant une obligation publique de rendre des comptes. EnCana sera donc tenue de présenter ses résultats conformément aux IFRS à compter de 2011. La Société évalue actuellement l'incidence du passage aux IFRS et élabore son propre plan en conséquence.

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 renseignements détaillés sur les risques spécifiques et leur atténuation figurent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2007 et à la note 16 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

Régime de redevances de l'Alberta

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

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

Changements climatiques

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

Il est prévu que le gouvernement fédéral canadien élaborera des règlements relatifs aux émissions de GES qui seront annoncés à l'automne, seront mis au point en 2009 et entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2010. D'autres renseignements sur le cadre de réglementation des GES qui a été annoncé en avril 2007 ont été rendus publics, notamment sur les seuils minimaux, les cibles à l'échelon des installations, des secteurs et des entreprises, les cibles de captage et de stockage du carbone, des normes de combustible propre pour les installations construites après 2004, un fonds technologique, la couverture des émissions, la cogénération, l'harmonisation et un système de compensations. Ces renseignements donnent des éclaircissements sur l'orientation que le gouvernement entend prendre à l'égard de la politique relative aux émissions, mais les incidences sur les coûts pour la Société ne seront pas connues tant que le gouvernement n'aura pas communiqué plus d'information.

Le gouvernement de l'Alberta a fixé des objectifs de réduction des émissions de GES de 14 % en 2050 par rapport aux niveaux de 2005, 70 % des réductions devant provenir du captage et du stockage du carbone. En mars 2007, la réglementation a été modifiée 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. Afin de se conformer à cette exigence, les entreprises peuvent apporter des améliorations opérationnelles, acheter des droits de compensation ou verser des cotisations de 15 \$ CA par tonne au Alberta Climate Change and Management Fund.

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone sans effet sur les revenus, qui entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2008, s'appliquera à la quasi-totalité des combustibles fossiles, dont le diesel, le gaz naturel, le charbon, le propane et le mazout domestique. La taxe s'applique aux émissions dues à la combustion ainsi qu'à l'achat ou l'utilisation de combustibles fossiles dans la province. Elle s'établira d'abord à 10 \$ CA par tonne d'émissions d'équivalent carbone et augmentera de 5 \$ CA la tonne par année au cours des quatre prochaines années.

Comme ces programmes fédéral et régionaux sont en cours d'élaboration, EnCana n'est pas en mesure de prédire l'incidence globale de la réglementation à venir sur ses activités. Il est par conséquent possible que la Société doive, pour se conformer à la réglementation relative aux émissions de GES, subir des hausses de ses coûts d'exploitation. Cependant, EnCana continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une méthode susceptible d'aborder les questions liées aux changements climatiques, et qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité 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 l'efficacité énergétique et sur le développement de technologies pour réduire les émissions de GES;
- sa participation à l'élaboration de pratiques exemplaires pour le secteur d'activité;
- son rapport vapeur/pétrole de premier plan dans l'industrie, qui se traduit directement par une réduction des émissions.

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

1. **Gérer les coûts existants**
Lorsque les règlements entreront en vigueur, un coût sera attribué aux émissions d'EnCana (ou à une partie de ces émissions) et, même si ces émissions ne sont pas importantes à ce stade, elles sont gérées activement afin d'observer les règlements. Des éléments comme un suivi efficace des émissions, l'observation de la consommation de carburant et les efforts en vue de réduire au minimum notre ratio vapeur/pétrole nous permettront de nous focaliser sur la réduction des coûts.
2. **Réagir aux signaux de prix**
À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires de compétence où nous exerçons nos activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. Nous avons lancé une initiative visant l'efficacité énergétique accrue de nos activités. Le prix des réductions éventuelles de GES joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu du dioxyde de carbone, le cas échéant, EnCana essaie également de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.
3. **Prévoir des scénarios de réductions futures de GES**
EnCana continue de travailler en collaboration avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et de mesures de réduction des GES. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions nous permet d'acquérir des connaissances utiles que nous emploierons pour ébaucher différentes stratégies de gestion de nos émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios fournissent des renseignements servant à nos processus de planification à long terme et à nos analyses des conséquences des tendances en matière de réglementation.

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

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 zones de ressources non classiques en Amérique du Nord, sur la mise en valeur de ses ressources pétrolières in situ de grande qualité et sur l'accroissement de sa capacité de traitement de pétrole lourd en aval par l'intermédiaire de sa coentreprise avec ConocoPhillips.

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

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

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

Les résultats d'EnCana sont influencés par des facteurs de marché externes comme les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les mouvements des cours du change et les pressions inflationnistes exercées sur le coût des services. Pour de plus amples renseignements sur l'incidence de ces facteurs sur les résultats d'EnCana pour 2008, voir la section *Corporate Guidance* du site Web d'EnCana (www.encana.com). Le communiqué de presse d'EnCana daté du 22 avril 2008 ainsi que les états financiers sont disponibles sur le site du SEDAR (www.sedar.com).

Mise en garde

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'EnCana de l'information sur la Société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'EnCana et de ses filiales, certains énoncés du présent document 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 document comprennent notamment des déclarations sur : les projections quant à la suffisance des charges d'impôts de la Société, l'incidence potentielle de l'application de l'Alberta Royalty Framework sur la situation financière d'EnCana et les dépenses en immobilisations prévues pour 2008; l'échéancier et la clôture prévus de la cession des activités de la Société au Brésil; les projections touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et de la mise en valeur des ressources pétrolifères in situ; l'accroissement de la capacité de traitement de pétrole lourd en aval de la Société; l'incidence prévue de l'accès aux terrains et des questions de réglementation; les projections relatives à la volatilité du prix du pétrole brut en 2008 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les budgets d'immobilisations prévus pour 2008 et les sources de financement sur lesquelles ils reposent; l'incidence du programme de gestion des risques de la Société, y compris celle du recours à des instruments financiers dérivés; la défense opposée par la Société dans les poursuites intentées contre elle; l'incidence des initiatives en matière de changements climatiques sur les charges d'exploitation; l'incidence de l'encombrement du réseau pipelinier de l'Ouest canadien et des interruptions de production possibles dans les raffineries sur les prix futurs du pétrole brut au Canada; les projections quant au fait que les acceptations bancaires de la Société et le programme de billet commercial continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les facilités d'emprunt à terme; les projections liées au projet Deep Panuke de la Société, y compris les niveaux de production projetés, le calendrier de production afférent et l'échéancier des installations prévues; et les projections touchant les zones de ressources classiques de gaz naturel et la capacité des zones de ressources non classiques de compenser la baisse future du rendement des zones de ressources classiques de gaz naturel en Amérique du Nord au cours des prochaines années. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la Société pour des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent notamment la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles d'EnCana; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence du marché; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la Société et de ses filiales, y compris les risques de crédit; l'imprécision des estimations des réserves et des quantités de pétrole, 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 survenues 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 provenant des activités d'exploitation suffisants pour remplir ses obligations présentes et futures; la capacité de la Société de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la Société et de ses filiales d'assurer convenablement le transport de leurs produits; l'évolution de la réglementation concernant le régime de redevances, les impôts ou l'environnement et d'autres réglementations ou l'interprétation qui en est faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels la Société et ses filiales exercent des activités; les risques de guerre, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où la Société et ses filiales exercent des activités ainsi que les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la Société et ses filiales; d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par EnCana auprès des autorités en valeurs mobilières. Les énoncés qui se rapportent aux « réserves », aux « ressources » ou aux « ressources potentielles » sont réputés être des énoncés prospectifs, car l'existence de ces réserves et substances dans les quantités prédites ou estimées, de même que la rentabilité de leur production dans les exercices à venir, relèvent d'estimations et d'hypothèses. Bien qu'EnCana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs soient raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent document étaient à jour en date de la rédaction de ce dernier 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 document sont expressément visés par cette mise en garde.

INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL

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

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

Dans le présent document, certains volumes de pétrole brut et de 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

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.

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

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

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures qui figurent dans le présent document, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, les flux de trésorerie par action dilués, les flux de trésorerie disponibles, le bénéfice d'exploitation, le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies, le bénéfice d'exploitation par action dilué, le BAIIA ajusté, la dette nette et la capitalisation ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon 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 le présent document 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 document 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 document 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.