



EnCana Corporation

Rapport de gestion

pour l'exercice terminé le 31 décembre 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 vérifiés de l'exercice terminé le 31 décembre 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 rapport de gestion.

Les états financiers consolidés, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars américains (« US »), sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production sont présentés déduction faite des redevances, conformément au protocole de présentation américain. Le présent rapport de gestion est en date du 19 février 2009.

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

Stratégie financière d'EnCana dans le contexte économique actuel

Le contexte économique actuel est difficile et incertain sur fond de récession mondiale, de faiblesse des prix des marchandises, de marchés financiers volatils et d'accès limité aux marchés des capitaux.

Dans ce contexte, EnCana accorde la priorité à ses objectifs clés qui consistent à maintenir une situation financière solide, à générer des flux de trésorerie disponibles considérables, à optimiser davantage ses investissements et à continuer de verser un dividende stable à ses actionnaires. Cette stratégie d'investissement prudente est soutenue par un solide bilan et une démarche d'atténuation des risques liés au marché selon laquelle EnCana a couvert environ les deux tiers de sa production de gaz naturel prévue de janvier à octobre 2009 à un prix équivalent moyen NYMEX de 9,13 \$ kpi³ environ ainsi que par d'autres mesures contenues dans son programme de gestion des risques qui sont décrites plus en détail à la rubrique Gestion des risques du présent rapport de gestion.

Fort de son bilan très sain, EnCana continue de faire appel à une structure du capital prudente. Au 31 décembre 2008, plus de 80 % de l'encours de la dette d'EnCana se composait d'emprunts à long terme à taux fixe assortis d'une échéance moyenne de plus de 14 ans. Les échéances à long terme s'établissent à 250 M\$ en 2009 et à 200 M\$ en 2010. Au 31 décembre 2008, EnCana disposait de montants non utilisés en vertu de prospectus préalables, dont la disponibilité dépend des conditions du marché, jusqu'à concurrence de 5 G\$, et de facilités de crédit bancaires engagées non utilisées de 2,6 G\$. EnCana vise un ratio dette/capitaux permanents de l'ordre de 30 % à 40 %; au 31 décembre 2008, ce ratio s'établissait à 28 %.

De plus, EnCana continuera à surveiller les dépenses et les programmes d'investissement. Compte tenu de la conjoncture actuelle, EnCana compte mettre en œuvre une stratégie d'investissement prudente et flexible en 2009 et a élaboré un programme assez souple en 2009 pour ajuster les investissements à la hausse ou à la baisse selon l'évolution de la situation économique au cours de l'année. Pour de plus amples renseignements sur les investissements prévus pour 2009, voir la section *Corporate Guidance* du site Web d'EnCana à www.encana.com.

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.

Le 11 mai 2008, EnCana a annoncé son intention de scinder la Société en deux sociétés énergétiques indépendantes, la première étant une société de gaz naturel nord-américaine et l'autre, une société pétrolière entièrement intégrée ayant à son actif des gisements de pétrole *in-situ* et des raffineries et enrichie par une production sûre venant de diverses ressources gazières et pétrolières.

La réorganisation projetée de l'entreprise (la « réorganisation ») serait mise en œuvre au moyen d'un plan d'arrangement approuvé par le tribunal et assujéti à l'approbation des actionnaires. La réorganisation donnerait lieu à la création de deux entités cotées en bourse, dont les noms seraient Cenovus Energy Inc. (« Cenovus ») et EnCana Corporation. Chaque actionnaire d'EnCana recevrait une action de chaque entité en échange de chaque action ordinaire d'EnCana détenue.

Le 15 octobre 2008, EnCana a annoncé que la réorganisation projetée serait reportée jusqu'à ce que la stabilité revienne sur les marchés mondiaux des titres d'emprunt et des actions. Entre-temps, la Société s'attache à demeurer un producteur de premier plan de gaz naturel non classique et de pétrole *in-situ* et à continuer à participer au raffinage en aval et à la commercialisation des produits pétroliers. Pour de plus amples renseignements sur la réorganisation, voir les communiqués datés du 11 mai, du 15 octobre, du 23 octobre et du 11 décembre 2008 publiés sur le site Web de la Société à www.encana.com.

Après la réorganisation, les divisions d'exploitation d'EnCana comprendraient Contreforts canadiens et États-Unis, tandis que les divisions d'exploitation de Cenovus comprendraient Plaines canadiennes et Activités pétrolières intégrées.

EnCana a défini ses activités poursuivies dans les secteurs isolables suivants :

- Le secteur **Canada** comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides du gaz naturel (LGN) de la Société ainsi que d'autres activités faisant partie du centre de coûts canadien.
- Le secteur **États-Unis** comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel et de LGN de la Société ainsi que d'autres activités faisant partie du centre de coûts américain.
- Le secteur **Raffinage en aval** se concentre sur le raffinage de pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis et détenues en parts égales avec ConocoPhillips.
- Le secteur **Activités d'optimisation des marchés** s'occupe principalement de la vente de la production appartenant à la Société. Ses résultats sont inclus dans les secteurs Canada et États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers, qui offrent une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, au type de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Ces activités sont présentées dans le secteur Activités d'optimisation des marchés.
- Le secteur **Activités non sectorielles et autres activités** comprend principalement les gains ou 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.

Le secteur Activités d'optimisation des marchés commercialise pratiquement toute la production en amont de la Société auprès de clients indépendants. Les opérations réalisées entre les secteurs sont fondées sur les valeurs de marché et sont éliminées à la consolidation. L'information financière sectorielle est présentée après éliminations.

EnCana a mis à jour l'information sectorielle afin de présenter les centres de coûts en amont au Canada et aux États-Unis et les activités de raffinage en aval comme des secteurs isolables distincts. Il en résulte que la Société présente la partie canadienne de la division Activités pétrolières intégrées dans le secteur Canada. Auparavant, ces activités étaient regroupées au sein de la division Activités pétrolières intégrées. Les périodes antérieures ont été retraitées pour tenir compte de cette nouvelle présentation.

EnCana a une structure de prise de décision et de communication de l'information décentralisée. Par conséquent, ses divisions sont structurées comme suit :

- La division **Plaines canadiennes** englobe les actifs de production de gaz naturel et de mise en valeur et de production de pétrole brut situés dans l'est de l'Alberta et en Saskatchewan.
- La division **Contreforts canadiens** englobe les actifs de mise en valeur et de production de gaz naturel situés dans l'ouest de l'Alberta et en Colombie-Britannique ainsi que les actifs en mer canadiens de la Société.
- La division **États-Unis** englobe les actifs situés aux États-Unis et comprend le secteur États-Unis décrit plus haut.
- La division **Activités pétrolières intégrées** regroupe les secteurs Activités pétrolières intégrées – Canada et Raffinage en aval. Le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de bitume au moyen de méthodes de récupération *in-situ*. Le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada se compose des participations d'EnCana dans FCCL Oil Sands Partnership détenue en propriété conjointe avec ConocoPhillips, des actifs de gaz naturel à Athabasca et d'autres participations dans les activités de bitume.

Points saillants de 2008

En 2008, par rapport à 2007, EnCana :

- a enregistré une hausse des flux de trésorerie de 11 % qui ont atteint 9 386 M\$;
- a enregistré une hausse du bénéfice d'exploitation de 7 % qui est passé à 4 405 M\$;
- a constaté une hausse de 50 % du bénéfice net, qui a atteint 5 944 M\$, en raison principalement des gains de couverture latents après impôt établis à la valeur de marché de 1 818 M\$ en 2008, par rapport à des pertes de 811 M\$ en 2007;
- a constaté des flux de trésorerie disponibles de 2 306 M\$, soit une légère diminution par rapport à 2007;
- a enregistré une augmentation de 6 % de la production totale de gaz, qui s'est établie à 4 639 millions de pieds cubes équivalents (Mpi3e) par jour (Mpi3e/j). La production par action a augmenté de 7 %;
- a accru la production de ses principales zones de ressources de gaz naturel de 14 % et celles de pétrole de 2 %;
- a enregistré une augmentation de 35 % des prix du gaz naturel, sans tenir compte des opérations de couverture, qui sont passés à 7,94 \$ le millier de pieds cubes (kpi3), et une hausse de 53 % des prix des liquides, sans tenir compte des opérations de couverture, qui ont atteint 76,58 \$ le baril. Les pertes de couverture réalisées se sont établies à 219 M\$ après impôts en 2008, par rapport à des gains de 1 023 M\$ après impôts en 2007;
- a constaté une diminution de 1 315 M\$ des flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant des activités en aval;
- a acquis des terrains additionnels dans la zone Haynesville Shale, en Louisiane, pour un montant de 1 010 M\$ environ;
- a réalisé la vente d'actifs de pétrole et de gaz naturel classique arrivés à maturité en Amérique du Nord pour un produit de 698 M\$ et de participations au Brésil pour un produit de 164 M\$, avant les ajustements de clôture;
- a fait l'acquisition d'environ 4,8 millions de ses actions ordinaires à un cours moyen de 67,13 \$ l'action dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (OPRA), au coût total de 326 M\$ en 2008, comparativement à 38,9 millions de ses actions ordinaires environ à un cours moyen de 52,05 \$ l'action pour un coût total de 2 025 M\$ en 2007;
- a accru de 1 783 milliards de pieds cubes (Gpi3) ses réserves prouvées nettes de gaz naturel et de 127 millions de barils (« Mb ») ses réserves de pétrole brut et de LGN;
- a haussé son dividende trimestriel à 0,40 \$ par action en 2008, par rapport à 0,20 \$ par action en 2007;
- a déclaré un ratio dette/bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (BAIIA) ajusté de 0,7 fois et un ratio dette/capitaux permanents de 28 % au 31 décembre 2008.

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 pour l'exercice terminé le 31 décembre)	2008	Variation 2008-2007	2007	Variation 2007-2006	2006
Prix de référence du gaz naturel					
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	8,13	\$ 23 %	6,61	\$ -5 %	6,98
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	9,04	32 %	6,86	-5 %	7,22
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	6,25	58 %	3,95	-30 %	5,65
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	8,67	32 %	6,58	1 %	6,53
Écart de base (\$/Mbtu)					
AECO/NYMEX	1,23	64 %	0,75	-29 %	1,06
Rocheuses/NYMEX	2,79	-4 %	2,91	85 %	1,57
Texas/NYMEX	0,37	32 %	0,28	-60 %	0,70
Prix de référence du pétrole brut					
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	99,75	38 %	72,41	9 %	66,25
Western Canadian Select (WCS) (\$/b)	79,70	61 %	49,50	11 %	44,69
Écart WTI/WCS (\$/b)	20,05	-12 %	22,91	6 %	21,56
Marge de raffinage de référence					
Marge de craquage 3-2-1 Chicago (\$/b) ¹⁾	11,22	-37 %	17,67	32 %	13,38
Taux de change					
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	0,938	1 %	0,930	5 %	0,882

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 pour 2006 est fondé sur le diesel à faible teneur en soufre tandis que le calcul des marges de 2007 et 2008 est fondé sur le diesel à très faible teneur en soufre.

Le tableau qui suit présente des renseignements trimestriels de référence destinés à faciliter la compréhension de la volatilité trimestrielle des prix et des taux de change qui ont eu une incidence sur les résultats financiers d'EnCana.

Prix et taux de change de référence trimestriels

(moyenne pour la période)	2008	T4	T3	T2	T1	2007	T4	T3	T2	T1
Prix de référence du gaz naturel										
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	8,13	\$ 6,79	\$ 9,24	\$ 9,35	\$ 7,13	6,61	\$ 6,00	\$ 5,61	\$ 7,37	\$ 7,46
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	9,04	6,94	10,24	10,93	8,03	6,86	6,97	6,16	7,55	6,77
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	6,25	3,53	5,88	8,56	7,02	3,95	3,46	2,94	3,85	5,54
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	8,67	6,37	9,98	10,58	7,73	6,58	6,64	5,89	7,26	6,54
Écart de base (\$/Mbtu)										
AECO/NYMEX	1,23	1,10	1,28	1,71	0,84	0,75	0,85	0,84	0,90	0,40
Rocheuses/NYMEX	2,79	3,41	4,36	2,37	1,01	2,91	3,50	3,22	3,70	1,23
Texas/NYMEX	0,37	0,58	0,26	0,35	0,30	0,28	0,33	0,27	0,29	0,23
Prix de référence du pétrole brut										
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	99,75	59,08	118,22	123,80	97,82	72,41	90,50	75,15	65,02	58,23
Western Canadian Select (WCS) (\$/b)	79,70	39,95	100,22	102,18	76,37	49,50	56,85	52,71	45,84	41,77
Écart WTI/WCS (\$/b)	20,05	19,13	18,00	21,62	21,45	22,91	33,65	22,44	19,18	16,46
Marge de raffinage de référence										
Marge de craquage 3-2-1 Chicago (\$/b) ¹⁾	11,22	6,31	17,29	13,60	7,69	17,67	9,17	18,48	30,12	12,90
Taux de change										
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	0,938	0,825	0,961	0,990	0,996	0,930	1,019	0,957	0,911	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 2008 est fondé sur le diesel à très faible teneur en soufre.

Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2008	T4	T3	T2	T1	2007	T4	T3	T2	T1	2006
Total des données consolidées											
Flux de trésorerie ¹⁾	9 386 \$	1 299 \$	2 809 \$	2 889 \$	2 389 \$	8 453 \$	1 934 \$	2 218 \$	2 549 \$	1 752 \$	7 161 \$
- par action - résultat dilué	12,48	1,73	3,74	3,85	3,17	11,06	2,56	2,93	3,33	2,25	8,56
Bénéfice net	5 944	1 077	3 553	1 221	93	3 959	1 082	934	1 446	497	5 652
- par action – résultat de base	7,92	1,44	4,74	1,63	0,12	5,23	1,44	1,24	1,91	0,65	6,89
- par action – résultat dilué	7,91	1,43	4,73	1,63	0,12	5,18	1,43	1,24	1,89	0,64	6,76
Bénéfice d'exploitation ²⁾	4 405	449	1 442	1 469	1 045	4 100	849	1 032	1 369	850	3 271
- par action – résultat dilué	5,86	0,60	1,92	1,96	1,39	5,36	1,12	1,37	1,79	1,09	3,91
Total de l'actif	47 247					46 974					35 106
Total de la dette à long terme	9 005					9 543					6 834
Dividendes en espèces, par action	1,60	0,40	0,40	0,40	0,40	0,80	0,20	0,20	0,20	0,20	0,375
Produits, déduction faite des redevances	30 064	6 359	10 849	7 422	5 434	21 700	5 875	5 654	5 674	4 497	16 670

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

²⁾ Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR et est traité sous la rubrique « Bénéfice d'exploitation » du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie sont une mesure non conforme aux PCGR définie comme les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, exclusion faite des variations nettes des autres actifs et des autres passifs, de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités poursuivies et de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités abandonnées. 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)	2008	2007	2006
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	8 855 \$	8 429 \$	7 973 \$
(Ajouter) Déduire :			
Variation des autres actifs et passifs, montant net	(262)	(16)	138
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	(269)	(8)	3 343
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités abandonnées	-	-	(2 669)
Flux de trésorerie	9 386 \$	8 453 \$	7 161 \$

Comparaison de 2008 et de 2007

En 2008, les flux de trésorerie ont augmenté de 933 M\$, soit 11 %, par rapport à 2007 par suite des faits suivants :

- le prix moyen du gaz naturel, sans tenir compte des opérations de couverture, a augmenté de 35 % pour s'établir à 7,94 \$ le kpi3 en 2008, comparativement à 5,89 \$ le kpi3 en 2007;
- le prix moyen des liquides de gaz naturel, sans tenir compte des opérations de couverture, a augmenté de 53 % pour s'établir à 76,58 \$ le baril en 2008, comparativement à 50,05 \$ le baril en 2007;
- le volume de production de gaz naturel a augmenté de 8 % en 2008 pour s'établir à 3 838 millions de pieds cubes (Mpi3) par jour (Mpi3/j), par rapport à 3 566 Mpi3/j en 2007;

- outre la réduction de la charge d'impôts associée aux opérations de couverture réalisées dont il est question plus loin, la charge d'impôts exigible a diminué principalement à la faveur de l'accélération des radiations de certaines dépenses en immobilisations aux États-Unis et d'avantages accrus découlant des conditions de financement à l'étranger, partiellement contrebalancés par une économie d'impôts non récurrente de 179 M\$ en 2007 découlant d'une modification législative de l'imposition fédérale des sociétés au Canada.

La réduction des flux de trésorerie est attribuable aux éléments suivants :

- les flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant des activités en aval se sont repliés de 1 315 M\$, en raison principalement de l'affaiblissement des marges de raffinage et de l'augmentation des coûts des achats de produits;
- les pertes réalisées sur les couvertures des prix du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres marchandises se sont établies à 219 M\$ après impôts en 2008, comparativement à des gains de 1 023 M\$ après impôts en 2007;
- les charges de transport et de vente, les charges d'exploitation, les taxes à la production et les impôts miniers ainsi que les frais d'administration et les intérêts débiteurs ont augmenté en 2008 par rapport à 2007.

Comparaison de 2007 et de 2006

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

Pour 2007, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont atteint 8 453 M\$ (7 043 M\$ en 2006). La diminution des flux de trésorerie liés aux activités abandonnées de 118 M\$ était liée principalement à la cession, en 2006, d'installations de stockage de gaz et des actifs en Équateur (dont il est fait mention à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

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

- les gains réalisés sur les couvertures des prix du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres marchandises se sont établis à 1 023 M\$ après impôts en 2007, comparativement à des gains de 263 M\$ après impôts en 2006;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant des activités en aval se sont établis à 1 074 M\$ en 2007. Aucun montant correspondant n'a été comptabilisé en 2006;
- le volume de production du gaz naturel a augmenté de 6 % en 2007 pour s'établir à 3 566 Mpi3/j contre 3 367 Mpi3/j en 2006;
- le prix moyen des liquides de gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a augmenté de 15 % pour s'établir à 50,05 \$ le baril en 2007, contre 43,71 \$ le baril en 2006.

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

- la charge d'impôts pour 2007 a été de 1 554 M\$, comparativement à 942 M\$ pour 2006, en raison principalement de l'augmentation des flux de trésorerie liés à l'exploitation aux États-Unis et de la hausse des gains réalisés sur les couvertures, contrebalancées en partie par une économie d'impôts de 179 M\$ découlant d'une modification législative de l'imposition fédérale des sociétés au Canada;
- le prix moyen du gaz naturel en Amérique du Nord, compte non tenu des opérations de couverture, a baissé de 6 % pour se chiffrer à 5,89 \$ le kpi3 en 2007, contre 6,25 \$ le kpi3 en 2006;
- le volume de production de LGN en Amérique du Nord a baissé de 15 % en 2007 pour s'établir à 134 154 b/j, contre 157 273 b/j en 2006. La diminution tient compte de l'augmentation du volume de production à Foster Creek, laquelle a été contrebalancée par l'apport de 50 % des biens de Foster Creek et de Christina Lake à la coentreprise que détiennent EnCana et ConocoPhillips et par la baisse normale du rendement des biens classiques.

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2008 et de 2007

En 2008, les flux de trésorerie ont diminué de 635 M\$, soit 33 %, comparativement à 2007 en raison des faits suivants :

- les flux de trésorerie liés à l'exploitation provenant des activités d'aval se sont repliés de 760 M\$, en raison principalement de l'affaiblissement des marges de raffinage et de l'augmentation des coûts des achats de produits;
- le prix moyen des LGN, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 43 % pour atteindre 33,81 \$ le baril en 2008, comparativement à 59,60 \$ le baril en 2007;
- le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 7 % pour atteindre 5,44 \$ le kpi³ en 2008, comparativement à 5,83 \$ le kpi³ en 2007.

L'augmentation des flux de trésorerie a résulté des faits suivants :

- la charge d'impôts exigible a diminué principalement par suite du recul des flux de trésorerie au cours du trimestre ainsi que de l'accélération des radiations de certaines dépenses en immobilisations aux États-Unis et des avantages accrus découlant des conditions de financement à l'étranger, partiellement contrebalancés par la hausse des impôts associée aux opérations de couverture réalisées dont il est question plus loin;
- les gains après impôts réalisés sur les couvertures du prix du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres marchandises ont atteint 439 M\$ après impôts en 2008, comparativement à des gains de 246 M\$ après impôts en 2007;
- le volume de production de gaz naturel s'est accru de 4 % en 2008 pour atteindre 3 858 Mpi³/j, contre 3 722 Mpi³/j en 2007.

BÉNÉFICE NET

Comparaison de 2008 et de 2007

Le bénéfice net d'EnCana, qui s'est établi à 5 944 M\$ en 2008, a été supérieur de 1 985 M\$ à celui de 2007. Le bénéfice net est égal au bénéfice net des activités poursuivies en 2008. Le bénéfice net des activités abandonnées de 75 M\$ en 2007 avait trait à des ajustements finaux découlant de la cession en décembre 2005 des activités de traitement des LGN des activités médianes de la Société.

Le bénéfice net des activités poursuivies d'EnCana s'est établi en 2008 à 2 060 M\$ de plus qu'en 2007. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies dont il a été question plus haut, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net tiré des activités poursuivies ont été les suivants :

- des gains de couverture latents, établis à la valeur de marché, de 1 818 M\$ après impôts en 2008, comparativement à des pertes de 811 M\$ après impôts en 2007;
- un gain de 99 M\$ après impôts tiré de la cession de participations au Brésil en 2008, comparativement à des gains de 59 M\$ et 25 M\$ après impôts tirés de la cession de participations au Tchad et d'actifs en Australie, respectivement, en 2007;
- la charge pour amortissement et épuisement a monté de 407 M\$ en 2008 par rapport à 2007, en raison principalement de l'accroissement des volumes de production;
- des pertes de change hors exploitation de 378 M\$ après impôts en 2008, comparativement à des gains de 217 M\$ après impôts en 2007;
- la charge d'impôts futurs s'est accrue principalement en raison des gains de couverture latents, établis à la valeur de marché, susmentionnés, de l'accélération de la radiation de certaines dépenses en immobilisations aux États-Unis et de l'effet de la réduction des taux d'imposition des sociétés du gouvernement fédéral canadien reflétée en 2007, contrebalancés partiellement par une économie d'impôts liée à des pertes de change hors exploitation dont il est fait mention plus haut.

Comparaison de 2007 et de 2006

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

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

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

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2008 et de 2007

Pour 2008, le bénéfice net d'EnCana s'est établi à 1 077 M\$, soit 5 M\$ de moins qu'en 2007. Outre les éléments qui ont eu une incidence sur les flux de trésorerie dont il a été question plus haut, les faits marquants qui ont influé sur le bénéfice net ont été les suivants :

- des pertes de change hors exploitation de 119 M\$ après impôts en 2008, contre des gains de 267 M\$ après impôts en 2007;
- la charge d'impôts futurs a augmenté principalement par suite des gains de couverture latents, établis à la valeur de marché, dont il est fait mention ci-dessus, de l'accélération de la radiation de certaines dépenses en immobilisations aux États-Unis et de l'effet de la réduction des taux d'imposition des sociétés du gouvernement fédéral canadien reflétée au quatrième trimestre de 2007, partiellement contrebalancés par une économie d'impôts liée aux pertes de change hors exploitation dont il est fait mention ci-après;
- une diminution de 90 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement en 2008 par rapport à 2007, en raison surtout de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la diminution des pertes de valeur à l'étranger, partiellement contrebalancées par l'accroissement des volumes de production;
- des gains de couverture latents, établis à la valeur de marché, de 747 \$ après impôts en 2008, contre des pertes de 366 M\$ après impôts en 2007.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

Le bénéfice d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste le bénéfice net en fonction des éléments hors exploitation qui, selon les estimations de la direction, réduisent la comparabilité des résultats financiers sous-jacents de la Société entre les périodes. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation ci-après vise à fournir aux investisseurs des informations davantage comparables entre les périodes.

Sommaire du bénéfice d'exploitation

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2008		2007		2006	
	Par action ⁵⁾		Par action ⁵⁾		Par action ⁵⁾	
Bénéfice net, montant déjà établi	5 944 \$	7,91 \$	3 959 \$	5,18 \$	5 652 \$	6,76 \$
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :						
- gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché (après impôts)	1 818	2,42	(811)	(1,06)	1 370	1,64
- gain (perte) de change hors exploitation (après impôts) ¹⁾	(378)	(0,50)	217	0,28	-	-
- gain (perte) à l'abandon d'activités (après impôts) ²⁾	99	0,13	152	0,20	554	0,66
- économie d'impôts futurs par suite des réductions de taux d'imposition	-	-	301	0,40	457	0,55
Bénéfice d'exploitation^{3) 4)}	4 405 \$	5,86 \$	4 100 \$	5,36 \$	3 271 \$	3,91 \$

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

²⁾ Pour 2008, gain sur la cession de participations au Brésil. Pour 2007, gain à la cession d'actifs en Australie et de participations au Tchad ainsi que des ajustements finaux liés à la cession en 2005 d'activités de traitement de LGN. Pour 2006, gains à la cession d'installations de stockage et des actifs en Équateur.

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

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

⁵⁾ Par action ordinaire – résultat dilué.

TAUX DE CHANGE

Comme il est indiqué à la rubrique « Contexte commercial » du présent rapport de gestion, le taux de change moyen entre le dollar canadien et le dollar américain a augmenté de 1 %, passant de 0,930 \$ en 2007 à 0,938 \$ en 2008. Le tableau qui suit présente les incidences pour les trimestres et l'ensemble de l'exercice de ces modifications sur les activités d'EnCana par rapport à l'exercice précédent.

	2008	T4	T3	T2	T1	2007
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,938 \$	0,825 \$	0,961 \$	0,990 \$	0,996 \$	0,930 \$
Modification par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent (en millions de dollars, sauf les montants en \$/kpi ³ e)	0,008	(0,194)	0,004	0,079	0,142	0,048
	\$/kpi ³ e	\$/kpi ³ e	\$/kpi ³ e	\$/kpi ³ e	\$/kpi ³ e	\$/kpi ³ e
Augmentation (diminution) des éléments suivants :						
Dépenses en immobilisations	10 \$	(212) \$	2 \$	57 \$	163 \$	199 \$
Charges d'exploitation	11	(63)	1	24	48	68
Frais d'administration	4	(17)	1	6	0,01	18
Charge d'amortissement et d'épuisement	16	(127)	2	51	90	130

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Volume de production

	2008	T4	T3	T2	T1	2007	T4	T3	T2	T1	2006
Gaz produit (Mpi ³ /j)											
Plaines canadiennes	842	820	831	856	860	875	876	858	874	891	906
Contreforts canadiens	1 300	1 302	1 351	1 289	1 256	1 255	1 313	1 280	1 231	1 196	1 166
États-Unis	1 633	1 677	1 674	1 629	1 552	1 345	1 464	1 387	1 303	1 222	1 182
Activités pétrolières intégrées – Autres ¹⁾	63	59	61	67	65	91	69	105	98	91	113
	3 838	3 858	3 917	3 841	3 733	3 566	3 722	3 630	3 506	3 400	3 367
Pétrole brut (b/j) ²⁾											
Plaines canadiennes	66 157	64 990	64 789	65 097	69 781	70 940	70 287	70 711	70 148	72 639	75 612
Contreforts canadiens	8 473	8 437	8 217	8 376	8 867	8 216	8 441	7 978	7 959	8 489	9 037
Foster Creek/Christina Lake	30 183	35 068	31 547	24 671	29 376	26 814	27 190	28 740	27 994	23 269	42 768
Activités pétrolières intégrées – Autres ¹⁾	2 729	2 133	2 273	3 009	3 514	2 688	3 040	2 235	2 489	2 990	5 185
	107 542	110 628	106 826	101 153	111 538	108 658	108 958	109 664	108 590	107 387	132 602
LGN (b/j) ²⁾											
Plaines canadiennes	1 181	1 126	1 147	1 189	1 262	1 260	1 422	1 209	1 206	1 203	1 380
Contreforts canadiens	11 507	11 265	11 730	11 779	11 256	10 056	10 966	9 932	9 811	9 497	10 333
États-Unis	13 350	12 831	13 853	13 482	13 232	14 180	14 791	15 578	13 809	12 503	12 958
	26 038	25 222	26 730	26 450	25 750	25 496	27 179	26 719	24 826	23 203	24 671
Activités poursuivies (Mpi ³ e/j) ³⁾	4 639	4 673	4 718	4 607	4 557	4 371	4 539	4 448	4 306	4 184	4 311
Activités abandonnées											
Équateur (b/j) ⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11 996
Activités abandonnées (Mpi ³ e/j) ³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72
Total (Mpi ³ e/j) ³⁾	4 639	4 673	4 718	4 607	4 557	4 371	4 539	4 448	4 306	4 184	4 383

¹⁾ Volume lié aux zones d'exploitation situées à l'extérieur de Foster Creek et Christina Lake et tenant compte d'Athabasca (gaz) et de Senlac (pétrole brut).

²⁾ La production de pétrole brut et de LGN en 2007 et 2006 a été retraitée au deuxième trimestre de 2008 pour tenir compte du reclassement du pétrole aux LGN aux États-Unis.

³⁾ LGN convertis en milliers de pieds cubes équivalents à raison de 6 000 pieds cube par baril.

⁴⁾ La cession des activités en Équateur a été conclue le 28 février 2006.

Principales zones de ressources

	Production quotidienne					Activités de forage (nombre de puits forés, net)		
	2008	Variation 2008-2007	2007	Variation 2007-2006	2006	2008	2007	2006
Gaz naturel (Mpi^3/j)								
Jonah	603	8 %	557	20 %	464	175	135	163
Piceance	385	11 %	348	7 %	326	328	286	220
East Texas	334	134 %	143	44 %	99	78	35	59
Fort Worth	142	15 %	124	23 %	101	83	75	97
Greater Sierra	220	4 %	211	-1 %	213	106	109	115
Cutbank Ridge ¹⁾	296	15 %	258	37 %	189	82	93	134
Bighorn ¹⁾	167	33 %	126	30 %	97	64	62	58
CBM	304	17 %	259	34 %	194	698	1 079	729
Shallow Gas	700	-4 %	726	-2 %	739	1 195	1 914	1 310
	3 151	14 %	2 752	14 %	2 422	2 809	3 788	2 885
Pétrole (b/j)								
Foster Creek ²⁾	25 947	7 %	24 262	31 %	18 455	20	23	3
Christina Lake ²⁾	4 236	66 %	2 552	-13 %	2 929	-	3	1
	30 183	13 %	26 814	25 %	21 384	20	26	4
Pelican Lake	21 975	-5 %	23 253	-1 %	23 562	-	-	-
Weyburn	14 031	-5 %	14 771	-2 %	15 132	21	37	35
	66 189	2 %	64 838	8 %	60 078	41	63	39
Total (Mpi^3e/j)³⁾	3 548	13 %	3 141	13 %	2 782	2 850	3 851	2 924

¹⁾ Les données concernant la production des principales zones de ressources et le nombre de puits forés en 2007 et 2006 pour Cutbank Ridge et Bighorn ont été retraitées au premier trimestre de 2008 pour tenir compte de l'ajout de nouvelles régions et zones qui répondent maintenant aux critères internes d'EnCana de principales zones de ressources.

²⁾ Les données concernant la production des principales zones de ressources et le nombre de puits forés en 2006 ont été ajustées sur une base pro forma pour tenir compte de l'apport de 50 % de Foster Creek et de Christina Lake à la coentreprise avec ConocoPhillips en 2007.

³⁾ Les données relatives au total de la production des principales zones de ressources et au nombre de puits forés en 2007 et en 2006 ont été retraitées au premier trimestre de 2008 pour inclure Weyburn dans les principales zones de ressources de pétrole.

Les volumes de production en 2008 ont augmenté de 6 % ou 268 Mpi^3e/j par rapport à 2007, en raison de l'accroissement de 14 % de la production des principales zones de ressources de gaz naturel d'EnCana et de 2 % de la production des principales zones de ressources pétrolières, partiellement contrebalancé par une baisse de rendement normale des biens classiques et par l'incidence sur les volumes des cessions de biens mineures.

PLAINES CANADIENNES

GAZ PRODUIT

Résultats financiers

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

	Plaines canadiennes											
	2008		2007		2006							
	$\$/kpi^3$		$\$/kpi^3$		$\$/kpi^3$							
Produits, déduction faite des redevances/prix	2 392	\$	7,77	\$	1 946	\$	6,10	\$	2 021	\$	6,11	\$
Gain (perte) de couverture réalisé	(91)				240				192			
Charges												
Taxe à la production et impôts miniers	36		0,12		34		0,11		41		0,12	
Transport et vente	71		0,23		82		0,26		77		0,23	
Exploitation	241		0,78		221		0,69		194		0,59	
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	1 953	\$	6,64	\$	1 849	\$	5,04	\$	1 901	\$	5,17	\$
Prix net compte tenu des couvertures de prix réalisées			6,35	\$			5,79	\$			5,75	\$
Volumes de production de gaz (Mpi^3/j)			842				875				906	

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

Variation des produits tirés des activités liées à la production de gaz

(en millions de dollars)	2007 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits attribuable au		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	
Plaines canadiennes	2 186 \$	199 \$	(84) \$	2 301 \$

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

Comparaison de 2008 et de 2007

Comparativement à 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2008, pour les raisons suivantes :

- une hausse de 27 % des prix du gaz naturel, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;

contrebalancée par :

- des pertes réalisées sur les couvertures de 91 M\$, soit 0,29 \$ par kpi³ en 2008, contre des gains de 240 M\$, soit 0,75 \$ par kpi³ en 2007;
- une diminution de 4 % du volume de production du gaz naturel. L'augmentation de la production attribuable aux programmes de forages intercalaires et de remise en production a été contrebalancée par les baisses normales de rendement de la principale zone de ressources Shallow Gas et des biens classiques.

L'augmentation du prix du gaz naturel de la division Plaines canadiennes en 2008, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX et des écarts de base. Les prix réalisés pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel de la division Plaines canadiennes se sont accrues de 13 % en 2008, soit de 0,09 \$ le kpi³, par rapport à 2007, en raison principalement de la hausse des taxes foncières et des loyers et des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien, contrebalancée par une diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana. En outre, comme une partie relativement importante des coûts sont fixes, la baisse des volumes de production a également contribué à l'accroissement des charges unitaires.

Comparaison de 2007 et de 2006

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

- une baisse de 3 % du volume de production du gaz naturel. L'augmentation de la production attribuable aux programmes de forages intercalaires et de remise en production a été contrebalancée par les baisses normales de rendement à la principale zone de ressources Shallow Gas et des biens classiques;

contrebalancée par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 240 M\$, soit 0,75 \$ par kpi³, en 2007, contre des gains de 192 M\$, soit 0,58 \$ par kpi³, en 2006.

Le prix du gaz naturel de la division Plaines canadiennes en 2007, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture, est demeuré relativement stable par rapport à 2006, ce qui concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX et des écarts de base.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel de la division Plaines canadiennes en 2007 ont augmenté de 17 %, soit 0,10 \$ le kpi³, par rapport en 2006, par suite de l'augmentation du dollar canadien par rapport au dollar américain, de l'augmentation des charges de rémunération à long terme, de la hausse des taxes foncières et des loyers ainsi que des frais de réparation et d'entretien, contrebalancées partiellement par la diminution des coûts de l'électricité.

PÉTROLE BRUT ET LGN

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Plaines canadiennes		
	2008	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	2 106 \$	1 453 \$	1 337 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	38	29	31
Transport et vente	321	263	276
Exploitation	239	215	188
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 508 \$	946 \$	842 \$

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	Autres ²⁾	
Plaines canadiennes	1 453 \$	702 \$	(101) \$	52 \$	2 106 \$

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 et de vente.

Comparaison de 2008 et de 2007

Comparativement à 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 59 % des prix du pétrole brut et une hausse de 32 % des prix des LGN, compte non tenu des opérations de couverture;

contrebalancées par :

- des pertes réalisées sur les opérations de couverture des LGN de 150 M\$, ou 6,02 \$ le baril, en 2008, comparativement à des pertes de 87 M\$, ou 3,32 \$ le baril, en 2007.

La production tirée de la principale zone de ressources Pelican Lake en 2008 s'est établie à 21 975 b/j, soit 5 % de moins qu'en 2007, en raison principalement d'arrêts de production et de problèmes de traitement. La production tirée de la principale zone de ressources Weyburn s'est établie à 14 031 b/j, en baisse de 5 % en raison principalement des baisses normales de rendement, contrebalancées par l'augmentation de la production liée au programme de forages intercalaires. À Suffield, la production, qui s'est établie à 12 971 b/j, a reculé de 17 % par suite surtout de la baisse de rendement normale et du retard dans l'ajout de nouveaux puits. Globalement, la production de pétrole brut de la division Plaines canadiennes a régressé de 7 %.

Comparaison de 2007 et de 2006

Comparativement à 2006, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2007, pour les raisons suivantes :

- des augmentations de 15 % des prix du pétrole brut et de 17 % des prix des LGN, sans tenir compte des opérations de couverture;
- des pertes réalisées sur les couvertures des LGN totalisant 87 M\$, ou 3,32 \$ le baril, en 2007, comparativement à des pertes de 100 M\$, ou 3,67 \$ le baril, en 2006;

contrebalancées par :

- une diminution de 6 % du volume de production du pétrole brut attribuable principalement aux baisses normales de la production des biens classiques. La production tirée des principales zones de ressources Pelican Lake et Weyburn est restée relativement stable d'une année à l'autre, tandis que la production à Suffield, qui s'est établie à 15 563 b/j, s'est repliée de 10 % par rapport à 2006.

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Plaines canadiennes		
	2008	2007	2006
Prix ¹⁾²⁾	79,09 \$	49,62 \$	43,31 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	1,57	1,11	1,17
Transport et vente	1,41	1,24	0,79
Exploitation	9,74	8,33	7,03
Prix net	66,37 \$	38,94 \$	34,32 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	66 157	70 940	75 612

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

²⁾ Représente le prix de vente de mélanges, déduction faite des coûts des achats de condensat.

Comparaison de 2008 et de 2007

Le prix du pétrole brut de la division Plaines canadiennes a augmenté en 2008 en raison des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS ainsi que des écarts moyens inférieurs. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut pour la division se sont élevées à 147 M\$ environ, soit 6,02 \$ le baril, en 2008, comparativement à des pertes d'environ 85 M\$, soit 3,31 \$ le baril, en 2007.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes ont augmenté de 41 %, soit 0,46 \$ le baril, en 2008 comparativement à 2007, en raison surtout de l'augmentation des prix du pétrole brut.

Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut de la division Plaines canadiennes ont augmenté de 14 %, ou 0,17 \$ le baril, en 2008 comparativement à 2007, en raison d'une hausse des frais de transport routier d'huiles détergentes à Pelican Lake, contrebalancée par une diminution des frais de transport pour le même produit à Weyburn.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont accrues de 17 %, ou 1,41 \$ le baril, en 2008 comparativement à 2007, en raison surtout de la hausse des frais de reconditionnement, des taxes foncières et des loyers, des salaires et des charges sociales et des coûts des produits chimiques, conjuguée à une diminution du volume total de pétrole brut, contrebalancée par le recul des charges de rémunération à long terme découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana.

Comparaison de 2007 et de 2006

Le prix du pétrole brut de la division Plaines canadiennes a augmenté de 15 % en 2007 par rapport à 2006, en raison des variations des prix de référence du pétrole brut WTI et WCS. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut se sont établies à environ 85 M\$, soit 3,31 \$ le baril, en 2007, comparativement à des pertes d'environ 98 M\$, soit 3,68 \$ le baril, en 2006.

Les charges unitaires de transport et de vente de pétrole brut de la division Plaines canadiennes ont augmenté de 57 %, ou 0,45 \$ le baril, en 2007 comparativement à 2006, en raison d'une augmentation des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn et de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont accrues de 18 %, ou 1,30 \$ le baril, en 2007 par rapport à 2006, en raison principalement de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, de l'augmentation des frais de reconditionnement, de la hausse des charges de rémunération à long terme et des coûts des produits chimiques, contrebalancées partiellement par la diminution des coûts de l'électricité.

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.

Comparaison de 2008 et de 2007

Le volume de production des LGN s'est établi à 1 181 b/j en 2008 comparativement à 1 260 b/j en 2007, ce qui concorde avec la diminution de la production de gaz naturel. Les prix des LGN ont augmenté de 32 % pour s'établir à 78,91 \$ le baril en 2008, comparativement à 59,98 \$ le baril en 2007, ce qui concorde avec l'augmentation du prix de référence WTI.

Comparaison de 2007 et de 2006

Le volume de production des LGN s'est établi à 1 260 b/j en 2007 comparativement à 1 380 b/j en 2006, ce qui concorde avec la diminution de la production de gaz naturel. Les prix des LGN ont augmenté de 17 % pour s'établir à 59,98 \$ le baril en 2007, comparativement à 51,10 \$ le baril en 2006, ce qui concorde avec l'augmentation du prix de référence WTI.

CONTREFORTS CANADIENS

GAZ PRODUIT

Résultats financiers

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

	Contreforts canadiens					
	2008		2007		2006	
	\$/kpi ³		\$/kpi ³		\$/kpi ³	
Produits, déduction faite des redevances/prix	3 862	\$ 8,12	2 885	\$ 6,30	2 681	\$ 6,30
Gain (perte) réalisé sur les couvertures	(142)		347		255	
Charges						
Taxe à la production et impôts miniers	28	0,06	36	0,08	39	0,09
Transport et vente	201	0,42	192	0,42	186	0,44
Exploitation	549	1,15	482	1,05	394	0,92
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	2 942	\$ 6,49	2 522	\$ 4,75	2 317	\$ 4,85
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées		6,19		5,51		5,45
Volumes de production de gaz (Mpi ³ /j)		1 300		1 255		1 166

¹⁾ Compte non 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 au		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	
Contreforts canadiens	3 232	\$ 349	\$ 139	3 720

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

Comparaison de 2008 et de 2007

Comparativement à 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 29 % du prix du gaz naturel, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- une augmentation de 4 % du volume de production du gaz naturel;

contrebalancées par :

- des pertes réalisées sur les opérations de couverture de 142 M\$, ou 0,30 \$ le kpi³, en 2008, comparativement à des gains de 347 M\$, ou 0,76 \$ le kpi³, en 2007.

Le volume de gaz produit par la division Contreforts canadiens a augmenté en 2008 par suite du succès des programmes de forage ainsi que de l'ajout de nouveaux puits et de l'intensification des travaux d'achèvement dans les principales zones de ressources de CBM, de Bighorn, et de Cutbank Ridge, partiellement contrebalancés par des baisses de rendement normales des biens classiques.

L'augmentation du prix du gaz naturel de la division Contreforts canadiens en 2008, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX ainsi que des écarts de base. Les prix réalisés pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel de la division Contreforts canadiens en 2008 ont augmenté de 10 %, soit 0,10 \$ le kpi³, par rapport à 2007, en raison principalement de la hausse des frais de réparation et d'entretien découlant des arrêts prévus des usines, des frais de captage et de traitement, des salaires et des charges sociales, des frais de reconditionnement, des taxes foncières et des loyers, contrebalancée par la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana.

Comparaison de 2007 et de 2006

Comparativement à 2006, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2007, pour les raisons suivantes :

- des gains réalisés sur les opérations de couverture de 347 M\$, ou 0,76 \$ le kpi³, en 2007, comparativement à des gains de 255 M\$, ou 0,60 \$ le kpi³ en 2006;
- un accroissement de 8 % du volume de production de gaz naturel de la division Contreforts canadiens.

Le volume de gaz produit par la division Contreforts canadiens a augmenté en 2007, par suite du succès des programmes de forage et des nouvelles installations aux principales zones de ressources de CBM, de Cutbank Ridge et de Bighorn, partiellement contrebalancés par la baisse de rendement normale des biens classiques.

La variation des prix du gaz naturel de la division Contreforts canadiens en 2007, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence AECO et NYMEX et des écarts de base. Les prix réalisés pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au gaz naturel de la division Contreforts canadiens en 2007 ont augmenté de 14 %, ou 0,13 \$ le kpi³, par rapport à 2006, en raison du renforcement du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'augmentation des frais de réparation et d'entretien ainsi que des taxes foncières et des loyers, partiellement contrebalancés par la diminution des coûts d'électricité. Les charges d'exploitation se sont également ressenties de l'augmentation des charges de rémunération à long terme en 2007 comparativement à 2006 en raison de la variation du cours de l'action d'EnCana.

PÉTROLE BRUT ET LGN

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	Contreforts canadiens		
	2008	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	578 \$	390 \$	360 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	5	3	4
Transport et vente	12	9	8
Exploitation	39	33	34
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	522 \$	345 \$	314 \$

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	
Contreforts canadiens	390 \$	138 \$	50 \$	578 \$

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

Comparaison de 2008 et de 2007

Comparativement à 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2008, pour les raisons suivantes :

- des augmentations de 42 % des prix du pétrole brut et de 35 % des prix des LGN, compte non tenu des opérations de couverture; contrebalancées par :
- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de 44 M\$, ou 6,08 \$ le baril, en 2008, comparativement à des pertes de 23 M\$, ou 3,37 \$ le baril, en 2007.

Comparaison de 2007 et de 2006

Comparativement à 2006, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2007, pour les raisons suivantes :

- des augmentations de 12 % des prix du pétrole brut et de 16 % des prix des LGN, sans tenir compte des opérations de couverture;
- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de 23 M\$, ou 3,37 \$ le baril, en 2007, comparativement à des pertes de 25 M\$, ou 3,57 \$ le baril, en 2006.

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Contreforts canadiens		
	2008	2007	2006
Prix ¹⁾	91,78 \$	64,63 \$	57,74 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	1,48	1,05	1,27
Transport et vente	2,07	1,77	1,41
Exploitation	12,75	10,84	10,21
Prix net	75,48 \$	50,97 \$	44,85 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	8 473	8 216	9 037

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

Comparaison de 2008 et de 2007

Le prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens a augmenté en 2008 par suite des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS et d'une diminution des écarts moyens. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont élevées à 18 M\$ environ, soit 5,93 \$ le baril, en 2008, comparativement à des pertes d'environ 10 M\$, soit 3,32 \$ le baril, en 2007.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens ont augmenté de 41 %, soit 0,43 \$ le baril, en 2008 par rapport à 2007, en raison surtout de la hausse des prix du pétrole brut.

Les frais de transport et de vente unitaires imputés au pétrole brut de la division Contreforts canadiens ont augmenté de 17 %, soit 0,30 \$ le baril, en 2008, comparativement à 2007, en raison principalement de l'augmentation des frais de transport.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens ont augmenté de 18 %, soit 1,91 \$ le baril, en 2008 comparativement à 2007, en raison principalement de l'augmentation des coûts d'électricité, des frais de réparation et d'entretien et des coûts des produits chimiques, contrebalancée par la diminution des coûts des achats de carburant.

Comparaison de 2007 et de 2006

Le prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens a augmenté en 2007, par suite des variations du prix du pétrole brut de référence WTI et WCS, contrebalancées partiellement par une augmentation des écarts moyens. Les pertes totales réalisées sur les couvertures du prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont établies à environ 10 M\$, soit 3,32 \$ le baril, en 2007, comparativement à des pertes d'environ 12 M\$, soit 3,58 \$ le baril, en 2006.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production et des impôts miniers imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens ont diminué de 17 %, soit 0,22 \$ le baril en 2007, comparativement à 2006, en raison principalement de la diminution des volumes de produits tirés des redevances en 2007 par rapport à 2006.

Les frais de transport et de vente imputés au pétrole brut de la division Contreforts canadiens ont augmenté de 26 %, soit 0,36 \$ le baril, en 2007 comparativement à 2006, en raison du renforcement du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'accroissement des coûts de commercialisation.

En 2007, les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens ont augmenté de 6 %, soit 0,63 \$ le baril, comparativement à 2006, en raison principalement du renforcement du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'accroissement des frais de reconditionnement, des taxes foncières et des loyers, contrebalancés partiellement par une diminution des frais de captage et de traitement et des coûts d'électricité.

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.

Comparaison de 2008 et de 2007

Le volume de production des LGN s'est établi à 11 507 b/j en 2008 comparativement à 10 056 b/j en 2007. Le prix moyen des LGN a augmenté de 35 % pour s'établir à 80,22 \$ le baril en 2008, comparativement à 59,26 \$ le baril en 2007, ce qui concorde avec l'augmentation du prix de référence WTI.

Comparaison de 2007 et de 2006

Le volume de production des LGN s'est établi à 10 056 b/j en 2007 comparativement à 10 333 b/j en 2006. Le prix moyen des LGN a augmenté de 16 % pour s'établir à 59,26 \$ le baril en 2007, par rapport à 51,12 \$ le baril en 2006, ce qui concorde avec l'augmentation du prix de référence WTI.

ÉTATS-UNIS

GAZ PRODUIT

Résultats financiers

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

	États-Unis								
	2008		2007		2006				
	\$/kpi ³		\$/kpi ³		\$/kpi ³				
Produits, déduction faite des redevances/prix	4 718	\$ 7,89	\$	2 641	\$ 5,38	\$	2 742	\$ 6,35	\$
Gain (perte) réalisé sur les couvertures	216			1 124			112		
Charges									
Taxe à la production et impôts miniers	334	0,56		167	0,34		213	0,49	
Transport et vente	502	0,84		307	0,62		248	0,54	
Exploitation	352	0,59		323	0,65		283	0,65	
Flux de trésorerie liés à l'exploitation/prix net ¹⁾	3 746	\$ 5,90	\$	2 968	\$ 3,77	\$	2 110	\$ 4,67	\$
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées		6,26	\$		6,06	\$		4,93	\$
Volumes de production de gaz (Mpi ³ /j)		1 633			1 345			1 182	

¹⁾ Ne tient pas compte 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 au		2008 Produits, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	
États-Unis	3 765 \$	288 \$	881 \$	4 934 \$

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

Comparaison de 2008 et de 2007

Comparativement à 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation de 47 % du prix du gaz naturel, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture;
- une augmentation de 21 % du volume de production du gaz naturel;

contrebalancées par :

- des gains réalisés sur les opérations de couverture de 216 M\$, soit 0,36 \$ par kpi³, en 2008, comparativement à des gains de 1 124 M\$, soit 2,29 \$ par kpi³, en 2007.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté en 2008 grâce aux programmes de forage et d'exploitation fructueux à East Texas, Jonah, Piceance et Fort Worth, ainsi qu'au volume additionnel découlant de l'acquisition de Deep Bossier et de la mise en valeur des installations de compression et de captage à Jonah. Ces augmentations ont été légèrement contrebalancées par l'incidence d'un arrêt de production (environ 100 Mpi³/j) à Piceance et à Jonah au quatrième trimestre de 2008, en raison des prix faibles.

L'augmentation des prix du gaz naturel aux États-Unis en 2008, exclusion faite de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence NYMEX et Rocheuses (Opal) et des écarts de base. Les prix réalisés pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers ont augmenté aux États-Unis de 65 %, soit 0,22 \$ par kpi³ en 2008, comparativement à 2007, en raison surtout de la hausse du prix du gaz naturel.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 35 %, soit 0,22 \$ par kpi³, en 2008 comparativement à 2007, en raison d'un accroissement des engagements non utilisés en matière de transport ainsi que du transport du gaz sur de plus grandes distances sur le réseau Rockies Express afin d'obtenir des prix plus élevés.

Les charges d'exploitation unitaires du gaz naturel aux États-Unis ont diminué de 9 %, soit 0,06 \$ par kpi³, par rapport à 2007, en raison de la proportion élevée des coûts fixes répartis sur des volumes de production plus élevés et de la diminution des charges de rémunération à long terme, partiellement contrebalancées par l'augmentation des salaires et charges sociales, des frais d'évacuation des eaux, de réparation et d'entretien et de reconditionnement.

Comparaison de 2007 et de 2006

Comparativement à 2006, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2007, pour les raisons suivantes :

- des gains réalisés sur les opérations de couverture de 1 124 M\$, soit 2,29 \$ par kpi³, en 2007, comparativement à des gains de 112 M\$, soit 0,26 \$ par kpi³ en 2006;
- une augmentation de 14 % du volume de production du gaz naturel;

contrebalancés par :

- une diminution de 15 % du prix du gaz naturel, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture.

Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté en 2007, par suite des programmes de forage et d'exploitation fructueux, ainsi que des nouvelles installations à Jonah, East Texas, Fort Worth et Piceance. Au quatrième trimestre de 2007, le volume de gaz produit aux États-Unis a aussi été légèrement favorisé par l'augmentation du volume découlant de l'acquisition de Deep Bossier (environ 34 Mpi³/j).

La variation du prix du gaz naturel aux États-Unis en 2007, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence NYMEX et Rocheuses (Opal) et des écarts de base. Les prix réalisés pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les charges unitaires au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers aux États-Unis ont diminué de 31 %, soit 0,15 \$ par kpi³, en 2007, comparativement à 2006, en raison principalement de la baisse du prix du gaz naturel dans les Rocheuses américaines et d'une diminution des taux de l'impôt sur la valeur et de la taxe de séparation sur des biens au Colorado.

Les frais unitaires de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté de 15 %, soit 0,08 \$ par kpi³, en 2007, comparativement à 2006, par suite principalement de la hausse des frais de transport à partir de la zone Piceance.

PÉTROLE BRUT ET LGN

Toute la production de liquides d'EnCana aux États-Unis a trait à des LGN.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	États-Unis		
	2008	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	407 \$	309 \$	267 \$
Charges			
Taxe à la production et impôts miniers	36	22	20
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	371 \$	287 \$	247 \$

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	
États-Unis	309 \$	122 \$	(24) \$	407 \$

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

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.

Comparaison de 2008 et de 2007

Le volume de production des LGN s'est établi à 13 350 b/j en 2008, comparativement à 14 180 b/j en 2007. Le prix moyen des LGN a augmenté de 39 % pour s'établir à 83,18 \$ le baril en 2008, comparativement à 59,83 \$ le baril en 2007, ce qui concorde avec l'augmentation du prix de référence WTI.

Comparaison de 2007 et de 2006

Le volume de production des LGN s'est établi à 14 180 b/j en 2007, comparativement à 12 958 b/j en 2006. Le prix moyen des LGN a augmenté de 6 % pour s'établir à 59,83 \$ le baril en 2007, comparativement à 56,33 \$ le baril en 2006, ce qui concorde avec l'augmentation du prix de référence WTI.

ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

ACTIVITÉS DE FOSTER CREEK ET CHRISTINA LAKE

Le 2 janvier 2007, EnCana est devenue associée à 50 % avec ConocoPhillips dans une coentreprise d'activités pétrolières intégrées en Amérique du Nord, qui 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 capacité de production à Foster Creek et à Christina Lake pour la porter à environ 218 000 b/j de bitume, une fois les phases d'expansion actuelles terminées.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Foster Creek/Christina Lake		
	2008	2007	2006
Produits, déduction faite des redevances	1 117 \$	738 \$	941 \$
Charges			
Transport et vente	526	366	476
Exploitation	170	159	194
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	421 \$	213 \$	271 \$

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	738 \$	217 \$	(4) \$	166 \$	1 117 \$

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 et de vente.

Comparaison de 2008 et de 2007

Comparativement à 2007, les produits, déduction faite des redevances, ont augmenté en 2008, pour les raisons suivantes :

- une augmentation du prix du pétrole brut, sans tenir compte des opérations de couverture;
- une augmentation du prix moyen des condensats;
- un volume de vente de pétrole brut pratiquement inchangé, en raison d'une hausse de 13 % du volume de production, atténuée par les variations des stocks;

contrebalancés par :

- des pertes réalisées sur les opérations de couverture de 67 M\$, soit 6,11 \$ le baril, en 2008, comparativement à des pertes de 43 M\$, soit 3,88 \$ le baril, en 2007.

Comparaison de 2007 et de 2006

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

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

contrebalancés par :

- des pertes réalisées sur les opérations de couverture de 43 M\$, soit 3,88 \$ le baril, en 2007, comparativement à des pertes de 62 M\$, soit 3,98 \$ le baril, en 2006.

Résultats unitaires – Pétrole brut

(en \$ par baril)	Foster Creek/Christina Lake		
	2008	2007	2006
Prix ¹⁾²⁾³⁾	62,44 \$	40,14 \$	36,49 \$
Charges			
Transport et vente	2,36	2,88	2,64
Exploitation	15,53	14,46	12,38
Prix net	44,55 \$	22,80 \$	21,47 \$
Volume de production de pétrole brut (b/j)	30 183	26 814	42 768
Volume de production pro forma (b/j) ⁴⁾	30 183	26 814	21 384

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

²⁾ Représente les prix de vente de mélanges, déduction faite des coûts d'achat du condensat.

³⁾ Le prix en 2008 comprend une réduction de 4,26 \$ le baril liée à l'incidence d'une diminution de la valeur de réalisation nette des stocks de condensat (néant en 2006 et en 2007).

⁴⁾ Les volumes de production de 2006 sont ajustés sur une base pro forma pour tenir compte de l'apport de 50 % de Foster Creek et de Christina Lake à la coentreprise avec ConocoPhillips en 2007.

Comparaison de 2008 et de 2007

Le prix du pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake en 2008 a augmenté en raison des variations des prix de référence du pétrole brut WTI et WCS ainsi que de la diminution des écarts moyens. En pourcentage du WTI, le WCS s'est établi à 80 % en 2008, comparativement à 68 % en 2007.

Les charges unitaires de transport et de vente imputées au pétrole brut produit à Foster Creek et à Christina Lake ont diminué de 18 %, soit 0,52 \$ le baril, en 2008 comparativement à 2007, en raison de la variabilité des destinations de vente et des pipelines servant au transport.

Les charges d'exploitation unitaires imputées au pétrole brut de Foster Creek et de Christina Lake ont augmenté de 7 %, soit 1,07 \$ le baril, en 2008 comparativement à 2007. Cette hausse découle principalement de l'augmentation des frais de reconditionnement et des effectifs, contrebalancée par la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana.

Comparaison de 2007 et de 2006

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

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

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

ACTIVITÉS EN AVAL

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2008	2007
Produits	9 011 \$	7 315 \$
Charges		
Exploitation	492	428
Produits achetés	8 760	5 813
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	(241) \$	1 074 \$

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

La raffinerie Wood River, située à Roxana, dans l'Illinois, a une capacité d'environ 306 000 b/j de pétrole brut (à pleine capacité). Au troisième trimestre de 2008, la raffinerie a obtenu les approbations réglementaires pour entreprendre les travaux de construction liés au projet d'agrandissement de l'unité de cokéfaction et de la raffinerie (projet CORE). La quote-part de 50 % de ce projet qui revient à EnCana devrait coûter environ 1,8 G\$. La fin des travaux et la pleine exploitation des installations sont prévues pour 2011. L'agrandissement devrait permettre d'accroître de 50 000 b/j la capacité de raffinage de pétrole brut pour la porter à 356 000 b/j (à pleine capacité) et portera la capacité de raffinage du pétrole lourd à 240 000 b/j, soit plus du double.

La raffinerie Borger, située à Borger, au Texas, a une capacité d'environ 146 000 b/j de pétrole brut et d'environ 45 000 b/j de LGN (à pleine capacité). L'unité de cokéfaction installée en 2007 permet de raffiner environ 35 000 b/j de pétrole brut WCS.

Les activités en aval ont comme objectif de raffiner environ 135 000 b/j d'équivalent bitume (à pleine capacité), principalement en carburant de transport, lors de l'achèvement du projet CORE en 2011. Au 31 décembre 2008, les raffineries Wood River et Borger avaient une capacité de raffinage pouvant atteindre 70 000 b/j d'équivalent bitume (à pleine capacité).

Globalement, les deux raffineries ont une capacité de raffinage de pétrole brut de 452 000 b/j (à pleine capacité) et tournaient en moyenne à 93 % de cette capacité en 2008, comparativement à 96 % en 2007. L'utilisation de pétrole brut aux raffineries a été inférieure en 2008, en raison principalement d'arrêts des activités de raffinage et de travaux d'entretien imprévus à Wood River ainsi que d'interruptions de la production de pétrole brut en raison du passage d'ouragans sur la côte du golfe du Mexique. Les produits raffinés ont été en moyenne de 448 000 b/j (224 000 b/j pour EnCana) en 2008, comparativement à 457 000 b/j (228 500 b/j pour EnCana) en 2007.

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 liés aux activités en aval se sont repliés de 1 315 M\$ comparativement à 2007. Cette baisse est attribuable à hauteur de 825 M\$ environ au recul des marges de raffinage, comme en témoigne la réduction de 37 % de la marge de craquage 3-2-1 Chicago, conjugué à une diminution de 3 % du taux d'utilisation de la capacité.

Conformément aux PCGR du Canada, la Société utilise la méthode d'évaluation des stocks du premier entré, premier sorti (« PEPS »). La chute de 50 % des prix WTI au quatrième trimestre de 2008, comparativement au trimestre précédent, s'est traduite par une forte diminution des valeurs des stocks à la fin de l'exercice et, par conséquent, par une nette augmentation des coûts des produits achetés. Cette situation a entraîné une diminution des flux de trésorerie liés à l'exploitation de 192 M\$, comparativement à une augmentation de 159 M\$ en 2007. De plus, en raison de la faiblesse des prix du pétrole brut et des produits raffinés à la fin de l'exercice, une diminution de valeur de 95 M\$ au titre de la valeur de réalisation nette des stocks a été comptabilisée.

Les produits achetés, principalement du pétrole brut, ont représenté 95 % des charges totales en 2008, contre 93 % 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 23 % et de 51 %, respectivement, en 2008, ce qui reflète l'augmentation importante du prix du pétrole brut ainsi que la baisse des marges de raffinage.

AUTRES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

Outre les activités de Foster Creek et de Christina Lake détenues à 50 %, la division Activités pétrolières intégrées gère les activités de gaz naturel détenues à 100 % à Athabasca et les activités de pétrole brut à Senlac.

Comparaison de 2008 et de 2007

Le volume de production tiré d'Athabasca s'est établi à 63 Mpi³/j en 2008, comparativement à 91 Mpi³/j en 2007, et celui de Senlac, à 2 729 b/j en 2008, comparativement à 2 688 b/j en 2007. La diminution à Athabasca est attribuable à une utilisation interne accrue afin de combler une partie des besoins en carburant de Foster Creek et aux baisses de rendement normales.

Comparaison de 2007 et de 2006

Le volume de production tiré d'Athabasca s'est établi à 91 Mpi³/j en 2007, comparativement à 113 Mpi³/j en 2006, et celui de Senlac, à 2 688 b/j en 2007, comparativement à 5 185 b/j en 2006. Ce recul est imputable aux baisses de rendement normales.

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT – ACTIVITÉS EN AMONT

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

Comparaison de 2008 et de 2007

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont en 2008 s'est élevée à 3 889 M\$, en hausse de 410 M\$ ou 12 %, comparativement à 2007, pour les raisons suivantes :

- le volume de production s'est accru de 6 %;
- les taux d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis ont été plus élevés en 2008 qu'en 2007, en raison principalement d'une augmentation des coûts immobilisés, attribuable surtout à l'acquisition de Deep Bossier. Les taux d'amortissement et d'épuisement au Canada ont été moins élevés en 2008 qu'en 2007, essentiellement par suite d'un accroissement des réserves prouvées.

Comparaison de 2007 et de 2006

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont en 2007 s'est élevée à 3 479 M\$, en hausse de 464 M\$ ou 15 %, comparativement à 2006, pour les raisons suivantes :

- le volume de production en Amérique du Nord a augmenté de 1 %;
- les taux d'amortissement et d'épuisement ont été plus élevés en 2007 qu'en 2006, en raison principalement d'une augmentation des frais de mise en valeur futurs et de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT – ACTIVITÉS EN AVAL

EnCana calcule la dotation à l'amortissement et à l'épuisement selon la méthode linéaire sur une durée de vie utile de 25 ans environ.

La charge d'amortissement et d'épuisement des raffineries en aval s'est élevée à 188 M\$ en 2008, comparativement à 159 M\$ en 2007, en raison de l'amortissement sur un exercice complet de dépenses en immobilisations d'exercices antérieurs, ainsi que de l'accélération de l'amortissement à l'égard de certains actifs devant être mis hors service plus rapidement que prévu.

OPTIMISATION DES MARCHÉS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2008	2007	2006
Produits	2 655 \$	2 944 \$	3 007 \$
Charges			
Transport et vente	-	10	16
Exploitation	45	37	62
Produits achetés	2 577	2 858	2 862
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	33	39	67
Amortissement et épuisement	15	17	12
Bénéfice sectoriel	18 \$	22 \$	55 \$

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

Comparaison de 2008 et de 2007

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

Comparaison de 2007 et de 2006

Les produits et les charges liés aux produits achetés ont été essentiellement les mêmes en 2007 qu'en 2006, la faible diminution des prix ayant été contrebalancée par une augmentation des volumes nécessaires pour les activités d'optimisation.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET AUTRES ACTIVITÉS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2008	2007	2006
Produits	2 719 \$	(1 239) \$	2 052 \$
Charges			
Exploitation	(13)	14	(1)
Amortissement et épuisement	131	161	85
Bénéfice sectoriel (perte)	2 601 \$	(1 414) \$	1 968 \$

Les produits représentent des gains ou des pertes latents, établis à la valeur de marché, au titre de contrats de couverture des prix du gaz naturel et des LGN.

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, ainsi que les actifs à l'étranger. La charge d'amortissement et d'épuisement pour 2008 comprend des pertes de valeur de 38 M\$ liées aux projets d'exploration au Qatar et en France, par suite de l'abandon des activités dans ces pays. La charge d'amortissement et d'épuisement en 2007 comprenait des pertes de valeur de 68 M\$ liées aux projets d'exploration en France et à Oman, comparativement à des pertes de valeur de 6 M\$ en 2006 liées aux projets d'exploration au Moyen-Orient.

Charges consolidées des activités non sectorielles et des autres activités

(en millions de dollars)	2008	2007	2006
Administration	473 \$	384 \$	271 \$
Intérêts débiteurs, montant net	586	428	396
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	79	64	50
Perte (gain) de change, montant net	423	(164)	14
(Gain) perte à la cession de participations	(140)	(65)	(323)

Comparaison de 2008 et de 2007

Les frais d'administration ont augmenté de 89 M\$ en 2008 comparativement à 2007, en raison principalement d'une augmentation de l'effectif et d'autres charges connexes découlant de la croissance, de même que de charges non récurrentes liées au règlement d'une poursuite et d'un conflit soumis à l'arbitrage, contrebalancées par une diminution des charges de rémunération à long terme de 93 M\$ découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana. Le projet de réorganisation de la Société a également ajouté des coûts de 67 M\$ liés aux travaux nécessaires à la préparation de l'opération. Sans tenir compte des coûts liés à la réorganisation, les frais d'administration d'EnCana se sont chiffrés à 0,24 \$ par kpi³e en 2008, soit le même niveau qu'en 2007. Au quatrième trimestre de 2008, les frais d'administration se sont repliés de 47 M\$ par rapport à la période correspondante de 2007, en raison principalement de la diminution des charges de rémunération à long terme de 83 M\$ et de la baisse des coûts de 17 M\$ attribuable à l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, partiellement contrebalancées par un montant de 24 M\$ au titre de la réorganisation projetée de la Société et d'autres charges connexes liées à la croissance.

Les intérêts débiteurs pour 2008 ont augmenté de 158 M\$, en montant net, comparativement à 2007, en raison principalement de l'augmentation de l'endettement moyen pondéré en 2008. L'acquisition de Deep Bossier, conclue en novembre 2007, a eu un effet sur la dette moyenne pondérée pendant tout l'exercice 2008 comparativement à un laps de temps relativement court en 2007. La dette à long terme totale d'EnCana, y compris la partie à court terme, a diminué de 538 M\$ pour atteindre 9 005 M\$ au 31 décembre 2008, comparativement à 9 543 M\$ au 31 décembre 2007, en raison surtout de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain à la fin de l'exercice. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette d'EnCana en 2008 s'est chiffré à 5,5 %, contre 5,6 % en 2007.

Les pertes de change de 253 M\$ et de 423 M\$ au quatrième trimestre et pour l'ensemble de l'exercice de 2008, respectivement, sont surtout attribuables aux 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 de la coentreprise.

Le gain à la cession en 2008 se rapporte principalement à la cession de participations au Brésil, alors que le gain à la cession en 2007 se rapportait principalement à la cession de participations au Tchad et en Australie.

Comparaison de 2007 et de 2006

Les frais d'administration se sont accrus de 113 M\$ en 2007 par rapport à 2006, en raison principalement de la progression de 56 M\$ des charges de rémunération à long terme découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana. La montée du dollar canadien par rapport au dollar américain a ajouté 18 M\$ et le reste de l'augmentation s'explique par un accroissement de l'effectif, une hausse des salaires et d'autres charges connexes. Pour 2007, les frais d'administration se sont chiffrés à 0,24 \$ par kpi³e, comparativement à 0,17 \$ par kpi³e pour 2006. Les frais d'administration du quatrième trimestre de 2007 ont augmenté de 37 M\$ par rapport à la période correspondante de 2006, en raison principalement de la progression de 23 M\$ des charges de rémunération à long terme et des coûts accrus de 13 M\$ découlant de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain.

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

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

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

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

(en millions de dollars)	2008	2007	2006
Produits			
Gaz naturel	2 475 \$	(1 049) \$	1 910 \$
Pétrole brut	242	(190)	140
	2 717	(1 239)	2 050
Charges	(12)	(4)	(10)
	2 729	(1 235)	2 060
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	911	(424)	703
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts	1 818 \$	(811) \$	1 357 \$

Afin de gérer la volatilité du prix des marchandises qui a une incidence sur le bénéfice net, EnCana conclut divers contrats d'instruments financiers. Ces contrats ont été comptabilisés à la valeur de marché à la date des états financiers. Les variations des gains ou des pertes à la valeur de marché reflétées dans les produits tirés 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 20 afférente aux états financiers consolidés.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Comparaison de 2008 et de 2007

Pour 2008, le taux d'imposition effectif s'est établi à 30,7 % contre 19,4 % en 2007. Le taux d'imposition inférieur en 2007 s'explique principalement par une modification législative non récurrente de l'imposition fédérale des sociétés et une réduction du taux d'imposition fédéral canadien des sociétés.

Les impôts payés se sont élevés à 987 M\$ en 2008, contre 1 554 M\$ en 2007. Cette diminution est principalement attribuable aux avantages accrus découlant des conditions de financement à l'étranger et à une modification à la législation fiscale aux États-Unis en 2008 qui permet une radiation accélérée de certaines dépenses en immobilisations, contrebalancés par une économie d'impôts non récurrente de 179 M\$ en 2007 liée à une modification de la législation fiscale au Canada.

La charge d'impôts futurs s'est établie à 1 646 M\$ en 2008, comparativement à une économie de 617 M\$ en 2007. Cette augmentation est principalement attribuable à une provision pour impôts liée à des gains de couverture latents, établis à la valeur de marché, et à l'accélération de la radiation de certaines dépenses en immobilisations aux États-Unis, ainsi qu'à la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés au Canada en 2007 dont il a été question plus haut.

Comparaison de 2007 et de 2006

Pour 2007, le taux d'imposition effectif s'est établi à 19,4 % contre 27,3 % en 2006. Cette baisse est attribuable à une modification législative de l'imposition fédérale des sociétés (179 M\$) et à une réduction du taux d'imposition fédéral canadien des sociétés (301 M\$). La modification législative correspond à un mode d'instauration progressive de la déductibilité des redevances de la Couronne, qui est maintenant terminé et ne se reproduira plus. Le taux d'imposition fédéral de 19,5 % doit être ramené à 15 % entre 2008 et 2012. Le taux effectif pour 2006 reflète aussi les réductions des taux d'imposition des sociétés du gouvernement fédéral et de l'Alberta (457 M\$).

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

Des renseignements complémentaires concernant le taux d'imposition effectif d'EnCana figurent à la note 10 afférente aux états financiers consolidés. Le taux effectif d'EnCana pour une année donnée est fonction de la relation entre le total des impôts (à payer et futurs) et le bénéfice net avant impôts de l'exercice. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi puisqu'il tient compte des « écarts permanents », des ajustements au titre des modifications aux taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et de l'estimation des écarts réels. Les éléments composant les écarts permanents comprennent:

- la portion non imposable des gains ou des pertes en capital au Canada;
- les revenus non imposables tirés de l'entité en aval;
- les conditions de financement à l'étranger;
- les (gains) pertes de change non inclus dans le bénéfice net.

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)	2008	2007	2006
Canada			
Plaines canadiennes	847 \$	846 \$	770 \$
Contreforts canadiens	2 299	2 439	2 500
Activités pétrolières intégrées au Canada	656	451	745
États-Unis	2 615	1 919	2 061
Raffinage en aval	478	220	-
Optimisation des marchés	17	6	44
Activités non sectorielles et autres activités	168	154	149
Dépenses en immobilisations	7 080	6 035	6 269
Acquisitions	1 174	2 702	331
Cessions	(904)	(481)	(689)
Activités abandonnées	-	-	(2 647)
Dépenses en immobilisations, montant net	7 350 \$	8 256 \$	3 264 \$

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 ont été financées par les flux de trésorerie et les emprunts.

En 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'augmentation de la capacité de traitement du pétrole lourd en aval de la Société par l'entremise de sa coentreprise avec ConocoPhillips. Les dépenses en immobilisations ont aussi été influencées par les fluctuations du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien ainsi que du cours de l'action d'EnCana. L'incidence nette de ces facteurs sur les dépenses en immobilisations représente une diminution de 149 M\$ en 2008 comparativement à 2007.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS DE LA DIVISION PLAINES CANADIENNES

Comparaison de 2008 et de 2007

Les dépenses en immobilisations de 847 M\$ de la division Plainnes canadiennes en 2008 sont demeurées relativement inchangées en raison principalement de l'accroissement des achats de terrains et des travaux aux installations, contrebalancée par une diminution des frais de forage et d'achèvement, en raison du forage d'un nombre inférieur de puits et de la diminution des coûts immobilisés au titre de la rémunération incitative à long terme. La division Plainnes canadiennes a foré 1 476 puits nets en 2008, comparativement à 2 264 puits nets en 2007, se concentrant davantage sur les puits intégrés plus profonds en 2008.

Comparaison de 2007 et de 2006

Les dépenses en immobilisations de 846 M\$ de la division Plainnes canadiennes en 2007 ont augmenté de 76 M\$, en raison principalement de la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain qui a contribué à un accroissement du capital de 47 M\$. En outre, la Société a foré un plus grand nombre de puits à un coût inférieur dans la principale zone de ressources Shallow Gas. La division Plainnes canadiennes a foré 2 264 puits nets en 2007, comparativement à 1 634 puits nets en 2006.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS DE LA DIVISION CONTREFORTS CANADIENS

La division Contreforts canadiens comprend les actifs à l'étranger canadiens de la Société situés à l'étranger.

Comparaison de 2008 et de 2007

Les dépenses en immobilisations de la division Contreforts canadiens de 2 299 M\$ en 2008 ont diminué de 140 M\$, en raison principalement de la baisse des frais de forage découlant de la priorité accrue accordée à l'ajout de nouveaux puits, à des techniques d'achèvement plus efficaces et à une diminution des coûts immobilisés au titre de la rémunération incitative à long terme. La division Contreforts canadiens a foré 1 064 puits nets en 2008, comparativement à 1 539 puits nets en 2007.

Comparaison de 2007 et de 2006

Les dépenses en immobilisations de la division Contreforts canadiens se sont établies à 2 439 M\$ en 2007, soit une diminution de 61 M\$, qui s'explique principalement par les facteurs suivants :

- les frais de forage et d'achèvement ont diminué en raison de l'accroissement de l'efficacité découlant de l'utilisation d'appareils de forage adaptés. De plus, la Société a foré un plus grand nombre de puits à coût inférieur dans la principale zone de ressources CBM. La division Contreforts canadiens a foré 1 539 puits nets en 2007, comparativement à 1 275 puits nets en 2006;
- les frais d'aménagement ont diminué en raison surtout de l'accroissement des frais en 2006 découlant de la construction des usines à gaz Steeprock et Kakwa à Cutbank Ridge et à Bighorn, respectivement;
- les diminutions des dépenses en immobilisations ont été contrebalancées par la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain qui a ajouté des capitaux de 120 M\$ pour la division Contreforts canadiens.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS DE LA DIVISION ÉTATS-UNIS

Comparaison de 2008 et de 2007

Les dépenses en immobilisations de la division États-Unis se sont établies à 2 615 M\$ en 2008, soit une hausse de 696 M\$ surtout attribuable à l'accroissement de l'activité de forage et d'achèvement dans les principales zones de ressources East Texas, Piceance et Jonah, compte tenu des coûts supplémentaires liés à l'acquisition de Deep Bossier, légèrement contrebalancé par la baisse des coûts immobilisés liés à la rémunération incitative à long terme. Le nombre de puits nets forés aux États-Unis a augmenté pour passer de 644 en 2007 à 750 en 2008.

Comparaison de 2007 et de 2006

Les dépenses en immobilisations de la division États-Unis en 2007 ont diminué de 142 M\$ pour s'établir à 1 919 M\$, en raison principalement de la baisse des frais de forage et d'achèvement découlant d'efficacités accrues grâce à l'utilisation d'appareils de forage adaptés supplémentaires. EnCana a utilisé en moyenne 22 appareils de forage adaptés en 2007, comparativement à cinq en 2006. Le nombre de puits nets forés aux États-Unis a augmenté légèrement pour passer de 639 en 2006 à 644 en 2007.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS DE LA DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

La division Activités pétrolières intégrées regroupe les secteurs Activités pétrolières intégrées – Canada et Raffinage en aval.

Comparaison de 2008 et de 2007

Les dépenses en immobilisations de la division Activités pétrolières intégrées en 2008, qui se sont établies à 1 134 M\$, 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 projet CORE à la raffinerie Wood River. L'augmentation de 463 M\$ de dépenses en immobilisations en 2008 par rapport à 2007 est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- L'accroissement des frais d'aménagement à Foster Creek et à Christina Lake et des dépenses liées au projet CORE à Wood River. Les frais d'aménagement à Foster Creek devraient porter la capacité de l'usine à 120 000 b/j (à pleine capacité) pour répondre aux besoins d'expansion des phases D et E. Les frais d'aménagement à Christina Lake devraient porter la capacité de l'usine à 58 000 b/j (à pleine capacité) pour répondre aux besoins d'expansion des phases B et C. De plus, les coûts de forage ont augmenté en raison principalement du forage de 139 puits d'essais stratigraphiques en 2008 (75 puits en 2007) à Foster Creek, à Christina Lake, à Borealis et à Senlac en lien avec les phases de mise en valeur suivantes. Le projet CORE de Wood River a reçu l'aval des autorités réglementaires au troisième trimestre de 2008 et devrait coûter environ 1,8 G\$ (montant net payé par EnCana) au cours des trois prochaines années. Une fois l'agrandissement terminé, la capacité de raffinage du pétrole brut augmentera de 50 000 b/j pour passer à 356 000 b/j (à pleine capacité), alors que la capacité de raffinage du pétrole brut lourd atteindra 240 000 b/j, soit une augmentation de plus du double (à pleine capacité).

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la diminution des coûts immobilisés liés à la rémunération incitative à long terme.

Comparaison de 2007 et de 2006

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

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS VISANT L'OPTIMISATION DES MARCHÉS

En 2008 et 2007, ces dépenses ont été axées sur la mise en valeur de l'infrastructure aux fins des activités d'optimisation et sur l'entretien des installations de production d'électricité. En 2006, ces dépenses visaient principalement l'achèvement du pipeline Entrega avant sa vente en février 2006.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS LIÉES AUX ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET AUTRES ACTIVITÉS

En 2008 et en 2007, ces dépenses ont été axées principalement sur les systèmes d'information d'entreprise, les améliorations locatives et le mobilier de bureau, ainsi que sur les projets d'exploration à l'étranger de la Société. Le 9 février 2007, EnCana a annoncé qu'elle avait franchi une étape de plus dans la réalisation de son projet de complexe à bureaux connu sous le nom de « The Bow » en vendant certains actifs du projet et en concluant un bail de 25 ans avec un promoteur immobilier non lié. Les coûts des modifications des plans de l'immeuble demandées par EnCana et des améliorations locatives sont pris en charge par la Société.

ACQUISITIONS ET CESSIONS

En 2008, les acquisitions comprennent des achats de terrains de 1 010 M\$ environ dans la zone Haynesville Shale en Louisiane. En 2007, les acquisitions comprenaient l'achat de tous les biens gaziers et fonciers de Deep Bossier auprès du groupe Leor Energy, société fermée de l'Est du Texas, pour environ 2,55 G\$ avant les ajustements de clôture, ce qui a fait monter à 100 % la participation d'EnCana dans ces biens.

En septembre 2008, EnCana a conclu la vente de ses participations au Brésil pour un produit net de 164 M\$, avant les ajustements de clôture, ce qui s'est traduit par un gain à la vente avant impôts de 124 M\$ (99 M\$ après impôts). En outre, en 2008, EnCana a conclu la cession d'actifs pétroliers et gaziers classiques arrivés à maturité pour un produit de 698 M\$.

EnCana a réalisé les cessions suivantes en 2007 :

- vente d'actifs en Australie pour la somme de 31 M\$, qui s'est soldée par un gain à la vente avant impôts de 30 M\$ (25 M\$ après impôts);
- vente de certains actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort pour un produit de 159 M\$;
- cession de ses activités au Tchad pour la somme de 208 M\$, ce qui s'est traduit par un gain à la vente de 59 M\$;
- 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;
- autres cessions peu importantes.

Le produit des cessions réalisées en 2007 a été affecté principalement au rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'EnCana.

Réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel

Réserves prouvées par pays

Prix constants après redevances 31 décembre	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Pétrole brut et LGN ¹⁾ (en millions de barils)		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
Canada ²⁾	7 847	7 292	7 028	954,0	868,9	1 079,4
États-Unis	5 831	6 008	5 390	51,6	58,3	54,0
Total	13 678	13 300	12 418	1 005,6	927,2	1 133,4

¹⁾ Le pétrole brut et les LGN incluent le condensat.

²⁾ Inclut Foster Creek et Christina Lake.

Chaque année, EnCana retient les services d'experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves et leur demande de préparer des rapports pour l'ensemble de ses réserves de pétrole et de gaz naturel. La Société a un comité d'évaluation des réserves, formé de membres indépendants du conseil d'administration, qui étudie les compétences et la nomination des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves. Le comité examine en outre la procédure suivie pour la communication des informations aux experts. La communication par EnCana des données relatives aux réserves est couverte par le Règlement 51-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACVM »), modifié par un document de décision daté du 29 septembre 2008, qui permet l'adoption des normes d'information des États-Unis, y compris celles portant sur la conformité aux pratiques et aux procédures de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis et aux exigences en matière d'information sur les réserves du Financial Accounting Standards Board (« FASB »). Ces normes exigent que les réserves soient estimées au moyen du prix au gisement d'une journée de la marchandise à la date de l'évaluation – dans le cas présent, le 31 décembre 2008.

À compter du 31 décembre 2009, la SEC permettra aux entreprises de communiquer leurs réserves probables et possibles dans les documents déposés auprès d'elle et de déterminer leurs réserves de pétrole et de gaz à l'aide d'un prix moyen établi à partir de la période précédente de douze mois, au lieu des prix en fin d'exercice. De plus amples renseignements sur ces nouvelles exigences de communication de l'information figurent à la section « Conventions comptables et estimations » du présent rapport de gestion.

Rapprochement des réserves prouvées par pays

Prix constants après redevances 31 décembre 2008	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Pétrole brut et LGN ¹⁾ (en millions de barils)		
	Canada	É.-U.	Total	Canada ²⁾	É.-U.	Total
Au début de l'exercice	7 292	6 008	13 300	868,9	58,3	927,2
Révisions et amélioration de la récupération	148	(166)	(18)	112,8	(3,6)	109,2
Extensions et découvertes	1 311	655	1 966	17,0	3,8	20,8
Acquisitions	32	7	39	0,2	-	0,2
Cessions	(129)	(75)	(204)	(0,9)	(2,0)	(2,9)
Production	(807)	(598)	(1 405)	(44,0)	(4,9)	(48,9)
À la fin de l'exercice	7 847	5 831	13 678	954,0	51,6	1 005,6

¹⁾ Les réserves de pétrole brut et de LGN incluent le condensat.

²⁾ Inclut Foster Creek et Christina Lake.

GAZ NATUREL

Les réserves prouvées de gaz naturel d'EnCana totalisaient 13 678 Gpi³ au 31 décembre 2008. Environ 125 % de la production a été remplacée par de nouvelles réserves en 2008. Les extensions et les découvertes résultant de la réussite des programmes d'investissement dans l'exploration et la mise en valeur ont atteint 1 966 Gpi³. Les révisions négatives de 18 Gpi³ représentaient moins de 1 % des réserves de gaz naturel au début de 2008. Au Canada, les révisions à la hausse de 148 Gpi³ (ou 2 % du solde d'ouverture) sont surtout attribuables aux principales zones de ressources Bighorn, Shallow Gas et Integrated CBM. Aux États-Unis, les révisions à la baisse de 166 Gpi³ (ou 3 % du solde d'ouverture) sont surtout attribuables à la diminution des prix dans les Rocheuses américaines. En tout, les principales zones de ressources d'EnCana ont représenté plus de 70 % des extensions et des découvertes. Deep Panuke représente plus de 15 % des extensions et des découvertes. Les cessions, après déduction des acquisitions, représentent environ 1 % du solde d'ouverture des réserves de gaz naturel.

PÉTROLE BRUT ET LGN

Les réserves de pétrole brut et de LGN prouvées de la Société s'établissaient à 1 005,6 millions de barils au 31 décembre 2008. Environ 260 % de la production a été remplacée par de nouvelles réserves en 2008. Les extensions et les découvertes ont atteint 20,8 millions de barils, tandis que les révisions à la hausse se sont chiffrées à 109,2 millions de barils (ou 12 % du solde d'ouverture). En tout, Foster Creek et Christina Lake ont représenté environ 82 millions de barils, soit 75 % des révisions et de l'amélioration de la récupération. Ce résultat est principalement attribuable à la diminution des redevances découlant de la baisse des prix au gisement au 31 décembre 2008. Plus de 80 % des extensions et des découvertes ont eu lieu au Canada. Les modifications de réserves attribuables aux acquisitions et aux cessions en 2008 ont été négligeables.

Activités abandonnées

Fidèle à sa stratégie relative aux zones de ressources et aux activités de raffinage en Amérique du Nord, EnCana a procédé à un certain nombre de cessions au fil des années. Ces cessions sont comptabilisées au titre des activités abandonnées. Le bénéfice net tiré des activités abandonnées par EnCana pour l'exercice 2008 s'est établi à néant (75 M\$ pour 2007; 601 M\$ pour 2006).

ACTIVITÉS MÉDIANES

Le gain de 75 M\$ à l'abandon d'activités constaté en 2007 est attribuable à l'expiration d'une obligation liée à la vente, en décembre 2005, des activités de traitement des LGN du secteur des activités médianes de la Société. L'obligation prévoyait le soutien potentiel du prix du marché et avait été prise en compte en 2005.

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

ÉQUATEUR

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

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

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

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

Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	2008	2007	2006
Flux de trésorerie nets liés aux			
Activités d'exploitation	8 855 \$	8 429 \$	7 973 \$
Activités d'investissement	(7 553)	(8 175)	(3 382)
Activités de financement	(1 439)	(119)	(4 294)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises	(33)	16	-
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	(170) \$	151 \$	297 \$

ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation ont augmenté de 426 M\$ en 2008 comparativement à 2007. Les flux de trésorerie se sont établis à 9 386 M\$ en 2008, comparativement à 8 453 M\$ en 2007. Les raisons de ce mouvement sont analysées à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion. Les variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et les variations nettes des autres éléments d'actifs et de passifs, y compris des diminutions des comptes créditeurs et des charges à payer et des impôts à payer contrebalancées par des baisses des comptes débiteurs, des produits à recevoir et des stocks, ont également eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Sans tenir compte de l'incidence des actifs et des passifs au titre de la gestion des risques à court terme, la Société avait un fonds de roulement négatif de 1 067 M\$ au 31 décembre 2008, comparativement à 2 064 M\$ au 31 décembre 2007. Comme cela se produit normalement dans l'industrie du pétrole et du gaz, un écart temporel entre les encaissements tirés des opérations de vente et les paiements des créances se traduit souvent par un fonds de roulement négatif. EnCana prévoit qu'elle continuera de remplir les conditions de paiement de ses fournisseurs.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement en 2008 ont diminué de 622 M\$ par rapport à 2007. Les dépenses en immobilisations y compris les acquisitions de biens, ont diminué de 483 M\$ en 2008 par rapport à 2007, tandis que le produit des cessions s'est accru de 423 M\$ par rapport à 2007. Les raisons de ces mouvements sont analysées à la rubrique « Dépenses en immobilisations, montant net », du présent rapport de gestion. La baisse des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement a été partiellement contrebalancée par des variations nettes des investissements et autres éléments.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

En 2008, EnCana a procédé à l'émission de titres d'emprunt à long terme d'un montant net de 6 M\$, contre 2 333 M\$ en 2007. La dette à long terme nette d'EnCana, y compris la partie à court terme, s'établissait à 9 005 M\$ au 31 décembre 2008, contre 9 543 M\$ au 31 décembre 2007. La réduction de la dette est principalement attribuable à la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain à la fin de la période.

EnCana dispose d'un prospectus préalable en dollars canadiens et d'un autre en dollars américains ainsi que de deux facilités de crédit bancaires engagées.

Au 31 décembre 2008, EnCana disposait de montants non utilisés en vertu des prospectus préalables pouvant atteindre 5 G\$, dont la disponibilité est fonction des conditions du marché.

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\$, ou l'équivalent en devises étrangères, de titres d'emprunt aux États-Unis. Au 31 décembre 2008, un montant de 4,0 G\$ de ce prospectus préalable était inutilisé, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. Ce prospectus préalable remplace le prospectus préalable de 2,0 G\$ d'EnCana, qui a été entièrement épuisé, de même que le prospectus préalable de 2,0 G\$ d'EnCana Holdings Finance Corp qui a expiré le 9 juillet 2008.

EnCana dispose d'un prospectus préalable visant l'émission de temps à autre et jusqu'à concurrence de 2,0 G\$ CA, ou l'équivalent en devises étrangères, de titres d'emprunt au Canada. Ce prospectus, qui a été renouvelé en 2007, expire en juin 2009. La Société prévoit le renouveler à l'échéance.

Le 18 janvier 2008, EnCana a effectué au Canada un placement public de billets à moyen terme non garantis de premier rang 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.

Au 31 décembre 2008, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées non utilisées de 2,6 G\$. EnCana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 4,5 G\$ CA qui reste engagée jusqu'au 28 octobre 2012. L'une des filiales américaines d'EnCana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 600 M\$, dont 565 M\$ peuvent être utilisés, qui reste engagée jusqu'au 28 février 2013. Un des prêteurs dans le cadre de cette facilité de crédit renouvelable de 600 M\$, Lehman Brothers Bank, FSB, a cessé de financer son engagement de 35 M\$, en raison du dépôt du bilan de sa société affiliée, Lehman Brothers Holdings Inc., le 15 septembre 2008.

EnCana se conforme et prévoit continuer de se conformer à l'ensemble des engagements financiers visés par ses facilités de crédit.

EnCana jouit d'une cote de crédit de première qualité sur sa dette non garantie de premier rang. Le 12 mai 2008, à la suite de l'annonce de la réorganisation projetée, Standard & Poor's a accordé à EnCana la cote A- et a placé la Société sous surveillance avec implication négative. DBRS Limited a accordé la cote A (faible) et a mis la Société sous surveillance avec implications incertaines, et Moody's Investors Services a attribué la cote Baa2 et a modifié les perspectives de « positives » à « stables ».

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires aux termes d'une OPRA. En 2008, EnCana a racheté 4,8 millions de ses actions ordinaires pour une contrepartie totale de 326 M\$ environ, comparativement à 38,9 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 2 025 M\$ environ en 2007. Au 31 décembre 2008, le nombre d'actions ordinaires qu'EnCana sera autorisée à racheter en 2009 dans le cadre de la présente offre de rachat s'établit à 75 millions environ. Par suite de la réorganisation projetée, EnCana a interrompu le rachat des actions ordinaires. Les actionnaires peuvent obtenir un exemplaire de l'avis d'intention de la Société de procéder à une offre de rachat dans le cours normal des activités en consultant investor.relations@encana.com ou www.sedar.com.

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 en 2008, et les versements pour l'exercice 2008 ont totalisé 1 199 M\$, contre 603 M\$ en 2007. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie.

Ratios financiers

	2008	2007	2006
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾	28 %	32 %	28 %
Ratio dette/BAIIA ajusté ²⁾	0,7 x	1,1 x	0,7 x

¹⁾ Les capitaux permanents, mesure non conforme aux PCGR, s'entendent de la dette à long terme, y compris la partie à court terme, plus les capitaux propres.

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

Le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté sont utilisés par la direction pour gérer la dette globale de la Société et servent de mesures de sa santé financière générale.

Pour assurer une évaluation plus prudente de sa situation de trésorerie, la Société a modifié le calcul de ces ratios comme suit : le ratio dette nette/capitaux permanents a été remplacé par le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette nette/BAIIA ajusté a été remplacé par le ratio dette/BAIIA ajusté. La dette s'entend des parties à court terme et à long terme de la dette à long terme. Auparavant, la dette nette s'entendait de la dette à long terme plus les passifs à court terme moins les actifs à court terme. La Société estime que cette présentation favorise une meilleure comparaison d'une période à l'autre en excluant l'incidence des gains et pertes comptables latents, établis à la valeur de marché, sur le fonds de roulement.

Au 31 décembre 2008, le ratio dette/capitaux permanents d'EnCana s'établissait à 28 % (32 % au 31 décembre 2007). Sans tenir compte des nouveaux calculs décrits ci-dessus, le ratio dette nette/capitaux permanents d'EnCana se serait établi à 23 % au 31 décembre 2008 (34 % au 31 décembre 2007). EnCana vise un ratio dette/capitaux permanents de l'ordre de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de l'ordre de 1,0 à 2,0 fois pour gérer la dette globale de la Société.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

Pour l'exercice 2008, les flux de trésorerie disponibles d'EnCana se sont établis à 2 306 M\$, soit une légère diminution par rapport à 2007. Les raisons de l'accroissement du total des flux de trésorerie 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)	2008	2007	2006
Flux de trésorerie ¹⁾	9 386 \$	8 453 \$	7 161 \$
Dépenses en immobilisations	7 080	6 035	6 269
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	2 306 \$	2 418 \$	892 \$

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 les dépenses en immobilisations, sans tenir compte des acquisitions et des cessions nettes. La direction s'en sert pour déterminer les fonds disponibles pour les autres activités d'investissement ou de financement.

Dans le cadre de ses efforts constants pour maintenir sa solidité et sa flexibilité financières, EnCana a pris des mesures visant à réduire le risque lié aux prix par l'entremise d'un programme de couverture des prix des marchandises. De plus amples renseignements sur ce programme figurent à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion.

Données sur les actions en circulation

(en millions)	2008	2007	2006
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	750,2	777,9	854,9
Actions ordinaires émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	3,0	8,3	8,6
Actions ordinaires rachetées	(2,8)	(36,0)	(85,6)
Actions ordinaires en circulation à la fin de l'exercice	750,4	750,2	777,9
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – résultat dilué	751,8	764,6	836,5

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation aux 31 décembre 2008, 2007 et 2006.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés en vertu de divers régimes. Au 31 décembre 2008, environ 0,5 million d'options non assorties d'un droit alternatif à la plus-value des actions (« DAPVA ») étaient en cours, dont toutes pouvaient être exercées.

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 ordinaires 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 décembre 2008, environ 19,4 millions d'options assorties de DAPVA étaient en circulation, dont 8,5 millions pouvaient être exercées.

En 2007 et 2008, EnCana a également accordé des droits alternatifs à la plus-value des actions liés au rendement (« DPVAR ») dont les conditions d'acquisition de droit et d'échéance sont les mêmes que pour les DAPVA. 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 DPVAR qui ne sont pas acquis pendant la période d'acquisition sont éteints. Au 31 décembre 2008, environ 13 millions de DPVAR étaient en cours, dont 1,5 million pouvaient être exercés.

Au premier trimestre de 2008, les critères d'acquisition des droits à la valeur des actions liés au rendement (« 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 19 afférente aux états financiers consolidés.

En 2008, EnCana a accordé à certains salariés des droits à la plus-value des actions (« DPVA ») et des DPVAR 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 DPVA 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 DPVAR 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 DPVAR qui ne sont pas acquis pendant la période d'acquisition sont éteints. Au 31 décembre 2008, environ 2,9 millions de DPVA et de DPVAR étaient en cours et aucun ne pouvait être exercé.

Obligations contractuelles, engagements et éventualités

Obligations contractuelles et engagements¹⁾

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue				Total
	2009	2010 à 2011	2012 à 2013	2014 et après	
Dette à long terme ²⁾	250 \$	700 \$	2 565 \$	5 512 \$	9 027 \$
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise ³⁾	306	670	754	1 433	3 163
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	87	64	68	6 350	6 569
Transport par pipelines	469	970	977	2 533	4 949
Achats de biens et services	1 061	756	393	534	2 744
Achats de produits	23	43	36	43	145
Contrats de location-exploitation ⁴⁾	70	191	334	2 678	3 273
Engagements relatifs à des dépenses en immobilisations	5	106	-	38	149
Autres engagements à long terme	15	16	1	-	32
Total	2 286 \$	3 516 \$	5 128 \$	19 121 \$	30 051 \$
Ventes de produits	38 \$	80 \$	89 \$	149 \$	356 \$
Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise ³⁾	313	677	752	1 405	3 147

¹⁾ Par ailleurs, la Société a pris des engagements dans le cadre de son programme de gestion des risques. Se reporter à la note 20 afférente aux états financiers consolidés. La Société a également l'obligation de financer son régime de retraite à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi comme il est indiqué dans la note 19 afférente aux états financiers consolidés.

²⁾ Compte non tenu des intérêts (se reporter à la note 15 afférente aux états financiers consolidés).

³⁾ Compte non tenu des intérêts (se reporter à la note 11 des états financiers consolidés).

⁴⁾ Relatif aux locaux à bureaux.

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

Les engagements d'emprunt à long terme d'EnCana, qui s'élevaient à 9 027 M\$ au 31 décembre 2008, comprennent une tranche de 1 657 M\$ au titre d'engagements liés à des acceptations bancaires, à des billets de trésorerie et à des emprunts au TIOL. Ces montants sont entièrement assurés, et la direction prévoit qu'ils continueront de l'être, au moyen de facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme qui ne sont pas assortis d'obligations de remboursement pour l'exercice à venir. Les facilités de crédit renouvelables et d'emprunts à terme sont entièrement renouvelables pour les périodes indiquées à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion. Étant donné les dates d'échéance des facilités de crédit, ces montants ont été inscrits dans les sorties de fonds pour la période envisagée de quatre à cinq ans, tel que décrit à la note 20 afférente aux états financiers consolidés. D'autres renseignements sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 15 afférente aux états financiers consolidés.

La Société prévoit financer ses engagements pour 2009 au moyen des flux de trésorerie.

En date du 31 décembre 2008, EnCana était toujours partie à des contrats physiques à prix fixe à long terme prévoyant la livraison à court terme d'environ 33 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 97 Gpi³ au prix moyen pondéré de 3,66 \$ le kpi³.

CONTRATS DE LOCATION

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

DEEP PANUKE

En octobre 2007, EnCana a obtenu l'autorisation réglementaire de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers visant la réalisation du projet d'exploitation du gaz naturel Deep Panuke, situé à environ 175 km au large de la Nouvelle-Écosse. Le projet de 760 M\$ environ, pour lequel la production devrait démarrer en 2010, pourrait être en mesure de fournir entre 200 Mpi³/j et 300 Mpi³/j.

Le 4 janvier 2008, EnCana a signé le contrat sur la conception et la construction des 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.

THE BOW

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

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES (« EDDV »)

Le 25 septembre 2008, EnCana a acquis certains terrains et une propriété en Louisiane pour la somme d'environ 101 M\$, avant les ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Haynesville Leasehold LLC (« Brown Haynesville »), qui détient la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins d'impôts aux États-Unis.

Le 23 juillet 2008, EnCana a acquis certains biens miniers et fonciers en Louisiane pour la somme d'environ 457 M\$, avant les ajustements de clôture. L'acquisition a été facilitée par une partie non liée, Brown Southwest Minerals LLC (« Brown Southwest »), qui détient la majorité des actifs en fiducie pour la Société avant l'échange de même nature admissible aux fins d'impôts aux États-Unis. Le 12 novembre 2008, une partie non liée a exercé une option d'achat sur certains intérêts dans le cadre de l'acquisition susmentionnée pour un montant de 157 M\$, réduisant ainsi l'échange de même nature admissible à 300 M\$ environ.

Aux termes des ententes avec Brown Haynesville et Brown Southwest, EnCana exploite les propriétés, en tire tous les revenus et en paie toutes les charges. Les ententes avec Brown Haynesville et Brown Southwest seront conclues le 24 mars 2009 et le 19 janvier 2009, respectivement, et les actifs seront alors cédés à EnCana. EnCana a déterminé que les liens avec Brown Haynesville et avec Brown Southwest constituent des droits dans des EDDV et qu'EnCana en est le principal bénéficiaire. EnCana a consolidé Brown Haynesville et Brown Southwest à compter des dates d'acquisition.

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 les 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. Les liens de la Société avec Brown Kilgore constituaient un droit dans une EDDV du 20 novembre 2007 au 18 mai 2008. Pendant cette période, EnCana était le principal bénéficiaire de l'EDDV et consolidait les résultats de Brown Kilgore. Le 18 mai 2008, lorsque l'arrangement avec Brown Kilgore a été parachevé, les actifs ont été cédés à EnCana.

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 fédéraux et d'État 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 d'un recours collectif regroupé déposé devant la *United States District Court* à New York, dont il a déjà été fait mention. De plus, et sans admettre une quelconque responsabilité, WD a conclu un règlement avec un groupe de particuliers pour un montant de 23 M\$.

L'autre action en justice a été intentée par E. & J. Gallo Winery (« Gallo »), qui réclame des dommages-intérêts de plus de 30 M\$. Les montants de dommages-intérêts réclamés pourraient tripler en vertu des lois de la Californie.

La Société et WD comptent opposer une défense vigoureuse à cette réclamation restante; 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

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 ni sur les flux de trésorerie de la Société. Des renseignements supplémentaires sur la mise en œuvre des nouvelles normes figurent à la note 2 afférente aux états financiers consolidés.

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.

Réserves de pétrole et de gaz naturel

Comme il a été indiqué précédemment, EnCana se conforme actuellement aux normes américaines de communication de l'information sur les réserves. En date du 31 décembre 2009, EnCana sera tenue d'adopter de façon prospective les nouvelles obligations d'information sur les réserves annoncées par la SEC des États-Unis le 29 décembre 2008. Les nouvelles règles englobent des dispositions permettant l'utilisation de nouvelles technologies pour établir les réserves prouvées s'il a été démontré par des données empiriques que ces technologies peuvent mener à des conclusions fiables sur les volumes de réserves. Les nouvelles règles permettent aux entreprises de présenter les réserves probables et possibles en plus des réserves prouvées. En outre, elles exigent que les entreprises attestent l'indépendance et les compétences d'un évaluateur ou vérificateur des réserves et indiquent les réserves de pétrole et de gaz à partir d'un prix moyen établi d'après la période de douze mois antérieure plutôt qu'à la fin de l'année.

Les nouvelles règles auront une incidence sur la détermination des réserves prouvées et, par conséquent, sur l'information communiquée par la Société sur les réserves de pétrole et de gaz conformément à la norme Financial Accounting Standard (« SFAS ») 69, y compris les réserves prouvées nettes et la mesure normalisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs. De même, les nouvelles règles auront une incidence sur les estimations des réserves utilisées dans le calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement et le plafonnement du coût entier aux fins des PCGR des États-Unis. La Société analyse actuellement l'incidence que ces nouvelles règles auront sur ses états financiers consolidés et les informations à fournir sur le pétrole et le gaz.

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

En février 2008, le Conseil des normes comptables de l'ICCA a confirmé que les normes IFRS remplaceront les PCGR du Canada en 2011 pour les entreprises à but lucratif ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada. EnCana devra donc communiquer ses résultats en conformité avec les normes IFRS à partir de 2011. La Société a élaboré un plan de transition aux IFRS d'ici le 1^{er} janvier 2011, y compris l'établissement des données correspondantes nécessaires.

Les principaux éléments du plan de transition d'EnCana sont notamment les suivants :

- déterminer les changements appropriés aux conventions comptables et les modifications requises à la présentation des états financiers;
- cerner et mettre en œuvre les changements aux processus et aux systèmes d'information connexes;
- assurer la conformité aux exigences à l'égard du contrôle interne;
- communiquer les effets accessoires aux groupes d'exploitation internes;
- renseigner et former les parties prenantes internes et externes.

La Société analyse actuellement les choix de conventions comptables et cerne les options de mise en œuvre des modifications correspondantes aux processus. EnCana mettra à jour son plan de transition aux normes IFRS pour tenir compte des normes comptables nouvelles et modifiées publiées par l'International Accounting Standards Board. Comme il est prévu que les normes IFRS seront modifiées avant 2011, leur incidence sur les états financiers consolidés de la Société ne peut être déterminée de façon raisonnable pour l'instant.

CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS CRUCIALES

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

Capitalisation du coût entier

EnCana applique la note d'orientation de l'ICCA sur la comptabilisation, dans le secteur pétrolier et gazier, du coût entier des biens pétroliers et gaziers. Aux termes de cette note d'orientation, tous les coûts directement liés à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de réserves de gaz naturel et de pétrole brut, y compris les coûts internes et les coûts de mise hors service d'immobilisations, sont immobilisés dans des centres de coûts, pays par pays. Les coûts immobilisés, y compris les coûts estimatifs futurs liés à la mise en valeur, font l'objet de dotations pour amortissement et épuisement selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction des réserves prouvées estimatives. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur les résultats, puisqu'elles constituent un élément essentiel du calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement. Une révision à la baisse des estimations des réserves peut se traduire par une charge d'amortissement et d'épuisement plus élevée en résultat. De plus, si le montant net des coûts immobilisés est supérieur au plafond calculé, qui se fonde essentiellement sur les estimations des réserves (voir l'explication ci-dessous sur la dépréciation des actifs), l'excédent doit être passé en charges. Lors de la cession d'un bien, le produit est normalement déduit de la catégorie de coût entier correspondante sans constatation d'un gain ou d'une perte à moins d'une variation de 20 % ou plus du taux d'amortissement et d'épuisement.

Réserves de pétrole et de gaz naturel

Toutes les réserves et ressources de pétrole et de gaz naturel d'EnCana sont évaluées par des experts indépendants spécialisés en évaluation des réserves qui soumettent un rapport à cet égard. L'estimation des réserves est une démarche subjective. Les prévisions sont basées sur des données techniques, des taux de production futurs projetés, des prévisions de prix de marchandises estimatifs et le calendrier des dépenses futures, facteurs qui font tous l'objet de nombreuses incertitudes et de diverses interprétations. Les estimations des réserves pourront être révisées à la hausse ou à la baisse selon les résultats du forage, les essais, les niveaux de production et les possibilités économiques de récupération en fonction des prévisions de flux de trésorerie. Les ressources éventuelles ne sont pas classées comme des réserves en raison de l'absence d'un plan de mise en valeur commerciale incluant une intention ferme de les mettre en valeur dans un laps de temps raisonnable, et dans certains cas, en raison d'une incertitude plus grande découlant de la plus faible densité de forage des puits. La récupération estimative à l'égard des ressources éventuelles visées par des baux tient compte d'études détaillées de réservoir et d'études pilotes, de la réussite démontrée de projets commerciaux analogues et de la densité de forage.

Dépréciation des actifs

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

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

Une perte de valeur est constatée sur les immobilisations liées au raffinage lorsque la valeur comptable ne peut être recouvrée et qu'elle excède la juste valeur. La valeur comptable n'est pas recouvrable si elle excède la somme des flux de trésorerie non actualisés liés à l'utilisation prévue et à la cession éventuelle de l'immobilisation. Si la valeur comptable n'est pas recouvrable, une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur de l'actif lié au raffinage sur les flux de trésorerie actualisés liés à cet actif de raffinage est enregistrée. EnCana a effectué un test de dépréciation de ses immobilisations au 31 décembre 2008 et a déterminé qu'aucune diminution de valeur n'était requise aux termes des PCGR du Canada.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La juste valeur des obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations est constatée dans le bilan consolidé lorsque les obligations sont engagées et qu'il est possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont des obligations juridiques en vertu desquelles des immobilisations corporelles à long terme, telles que des sites de puits en production, des plates-formes de production en mer, des installations de traitement du gaz naturel et des

installations de raffinage, doivent être mises hors service. Les coûts de mise hors service d'immobilisations, qui correspondent à la juste valeur estimative initiale des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, sont immobilisés et intégrés dans le coût des immobilisations à long terme correspondantes. Les variations de l'obligation estimative découlant de révisions du calendrier ou du montant estimatif des flux de trésorerie non actualisés sont comptabilisées comme un changement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et au coût de mise hors service des actifs connexes. Les augmentations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations attribuables à l'écoulement du temps sont inscrites à titre de charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'état consolidé des résultats. Les montants comptabilisés au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations se fondent sur des estimations des réserves et des coûts de mise hors service qui ne seront engagés que dans plusieurs années. Les paiements réels engagés sont imputés à l'obligation accumulée.

Écart d'acquisition

Au moins une fois l'an, l'écart d'acquisition, qui représente l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur de l'actif net acquis, est soumis par EnCana à un test de dépréciation. L'écart d'acquisition et l'ensemble des autres actifs et passifs ont été attribués aux centres de coût, appelés unités d'exploitation, pays par pays. Pour évaluer la dépréciation, la juste valeur de chaque unité d'exploitation est déterminée et comparée à la valeur comptable de celle-ci. S'il est établi que la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à la valeur comptable, un deuxième test est effectué pour déterminer le montant de la dépréciation. Ce montant est établi en déduisant la juste valeur des actifs et passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de celle-ci pour déterminer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition et en comparant le montant à la valeur comptable de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation. L'excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition correspond au montant de la dépréciation. EnCana a évalué son écart d'acquisition aux fins de la dépréciation au 31 décembre 2008 et a déterminé qu'aucune diminution de valeur n'était requise.

Impôts sur les bénéfices

EnCana utilise la méthode du passif fiscal pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices. Conformément à cette méthode, les impôts futurs sont évalués et sont constatés en fonction des différences entre les valeurs comptable et fiscale d'un actif ou d'un passif, établies d'après les taux d'imposition pratiquement en vigueur. Les soldes d'impôts futurs cumulés sont ajustés pour tenir compte des modifications des taux d'imposition pratiquement en vigueur, l'ajustement étant inscrit en résultat net pour la période englobant la date de la modification.

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. Par conséquent, les impôts sur les bénéfices sont soumis à l'incertitude relative à la mesure.

Instruments financiers dérivés

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

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

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

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

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

Les instruments dérivés qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ou qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés selon la méthode de l'évaluation à la valeur du marché. Selon cette méthode, les instruments sont inscrits au bilan consolidé à titre d'actif ou de passif, et les variations de leur juste valeur sont comptabilisées en résultat net. Les gains et les pertes réalisés découlant de dérivés financiers de la Société liés au prix du gaz naturel et du pétrole brut sont constatés dans les produits tirés du gaz naturel et du pétrole brut au moment où la vente connexe se produit. Les gains et les pertes latents sont constatés dans les produits à la fin de chaque exercice respectif. La juste valeur estimative de tous les instruments dérivés se fonde sur les cours ou, en

l'absence de cours, sur des indicateurs de marché et des prévisions indépendants. La juste valeur estimative des actifs et des passifs financiers est soumise à l'incertitude relative à la mesure.

Pour 2006, 2007 et 2008, la Société a choisi de ne désigner aucune de ses activités de gestion des risques de prix comme des couvertures aux fins comptables et, en conséquence, elle comptabilise tous les instruments dérivés à la valeur de marché.

Régimes de retraite et autres avantages complémentaires de retraite

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

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

La charge de retraite du régime à prestations déterminées comprend le coût des prestations de retraite gagnées au cours de l'exercice, le coût financier des obligations au titre des prestations de retraite, le rendement prévu des actifs des régimes, l'amortissement de l'obligation transitoire nette, l'amortissement des ajustements découlant des modifications des régimes de retraite et l'amortissement de l'excédent du gain actuariel net ou de la perte actuarielle, sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou sur 10 % de la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants. La période d'amortissement correspond à la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des salariés couverts par les régimes. Le régime de retraite à prestations déterminées d'EnCana présentait une sous-capitalisation de 30 M\$ au 31 décembre 2008. Les obligations de capitalisation, qui seront déterminées au premier trimestre de 2009, après la réalisation de l'évaluation actuarielle au 31 décembre 2008, ne devraient pas être considérables.

La charge de retraite relative aux régimes à cotisations déterminées est constatée au moment où les prestations sont gagnées par les salariés couverts par les régimes.

Pour de plus amples renseignements sur ces régimes, voir la note 19 afférente aux états financiers consolidés.

DAPVAR, DPVAR et DVAR

Ces régimes prévoient diverses attributions fondées sur le rendement d'EnCana par rapport à certaines entreprises comparables ou à des critères de rendement établis au préalable. EnCana passe en charges le coût de ces régimes en fonction des attributions prévues. Toutefois, les montants devant être payés, le cas échéant, peuvent différer des estimations actuelles. Pour de plus amples renseignements sur ces régimes, voir la note 19 afférente aux états financiers consolidés.

Gestion des risques

Les activités, les perspectives, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'EnCana et, dans certains cas, sa réputation, sont influencés par des risques faisant partie des catégories suivantes :

- les risques financiers, y compris les risques de marché (par exemple les risques de prix des marchandises, de change et de taux d'intérêt), les risques de crédit et de liquidité;
- les risques liés à l'exploitation, y compris les risques liés aux investissements, à l'exploitation et au remplacement des réserves;
- les risques liés à la sécurité, à l'environnement et à la réglementation.

EnCana est déterminée à repérer et à gérer ces risques à court terme ainsi que sur le plan stratégique et à plus long terme à tous les échelons de l'organisation conformément à la politique de gestion des risques approuvée par le conseil d'administration et à ses programmes de gestion des risques.

Les risques qui touchent, ou sont susceptibles de toucher, la réputation d'EnCana sont généralement de nature stratégique ou portent sur des problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement et gérés. Des problèmes imprévus peuvent parfois obliger la Société à agir de façon urgente. EnCana adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles de nuire à sa réputation et à établi des politiques, des procédures, des lignes directrices et des responsabilités cohérentes et claires à leur égard.

RISQUES FINANCIERS

EnCana entend par risques financiers le risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la gestion financière et de conditions du marché susceptibles d'avoir une incidence positive ou négative sur ses activités.

La crise du crédit et la récession qui sévissent actuellement à l'échelle mondiale ont une incidence sur les activités d'EnCana. La Société jouit d'une solide situation financière et continue de mettre en application son modèle d'affaires, qui cible la mise en valeur de zones de ressources à long terme à faible risque et à faible coût et lui permet de bien résister à l'incertitude actuelle. La direction a adapté les stratégies de gestion des risques liés à l'exploitation et des risques financiers afin de réagir de façon proactive aux conditions économiques difficiles et d'atténuer ou de réduire le risque. La Société continue de surveiller le budget d'immobilisations prudent pour 2009, qui lui confère la marge de manœuvre nécessaire pour réduire ou augmenter les dépenses selon les révisions des prix des marchandises et des prévisions, y compris l'effet des variations sur les plans à plus long terme d'EnCana. La Société a mis en place des stratégies de réduction des coûts pour s'assurer que tous les aspects de ses coûts contrôlables sont gérés de façon efficace. Les risques de contrepartie et de crédit font l'objet d'une surveillance étroite, tout comme les programmes visant à faire en sorte qu'EnCana puisse continuer à accéder à des facilités de crédit à des conditions avantageuses et disposer d'une trésorerie suffisante pour financer les dépenses en immobilisations et les versements de dividendes. Une description plus détaillée de ces risques et stratégies figure ci-après.

EnCana atténue en partie les risques financiers auxquels elle est exposée au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques. Le recours à des instruments dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par le conseil d'administration.

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

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

Un complément d'information, y compris les positions détaillées d'EnCana relatives à ces instruments financiers au 31 décembre 2008, est présenté à la note 20 des états financiers consolidés.

Prix des marchandises

EnCana entend par risque lié aux prix des marchandises les incertitudes et fluctuations des prix futurs des marchandises. Pour atténuer en partie le risque lié au prix du gaz naturel, la Société conclut des swaps et des options de vente qui permettent de fixer les prix planchers NYMEX. Au 31 décembre 2008, EnCana avait couvert environ les deux tiers de sa production prévue de gaz entre janvier et octobre 2009 à un prix équivalent NYMEX moyen de 9,13 \$ environ par kpi³. Pour se protéger contre l'élargissement des écarts de prix du gaz naturel dans diverses régions de production, EnCana a conclu des swaps visant à gérer l'écart de prix entre ces régions de production et différents points de vente. EnCana a également conclu des contrats pour l'achat et la vente de gaz naturel dans le cadre de ses activités quotidiennes de gestion de la production lui appartenant. Au 31 décembre 2008, la Société n'avait aucune couverture à l'égard de son exposition aux prix WTI NYMEX ni aux marges de craquage pour sa production de pétrole brut prévue en 2009 ou ses marges de raffinage. Afin de gérer les coûts de sa consommation d'électricité, EnCana a conclu deux contrats dérivés d'une durée de 11 ans, à compter du 1^{er} janvier 2007.

Crédit

Par risque de crédit, EnCana entend la possibilité de pertes si une contrepartie à une opération ne respecte pas ses obligations conformément aux modalités convenues. Une partie importante des comptes clients d'EnCana sont des créances sur des clients du secteur du pétrole et du gaz naturel. Pour atténuer le risque de crédit, le portefeuille des créances de la Société est régi par des politiques de crédit approuvées par le conseil d'administration et les pratiques en matière de crédit permettent de limiter les opérations selon la cote de solvabilité des parties et le degré de garantie des opérations. Toutes les ententes relatives à des produits dérivés financiers sont conclues avec de grandes institutions financières au Canada et aux États-Unis, ou avec des contreparties ayant une cote de solvabilité de la meilleure qualité.

Liquidité

EnCana entend par risque de liquidité le risque que la Société ne puisse recourir à sa trésorerie ou financer des obligations à leur échéance. Le risque de liquidité englobe également le risque que la Société ne puisse liquider ses actifs rapidement à un prix raisonnable. La société gère ce risque au moyen de programmes de gestion de la trésorerie et des emprunts, y compris le maintien d'un solide bilan et d'importantes facilités de crédit non utilisées. La Société a également accès à un large éventail d'options de financement à des taux concurrentiels, notamment des billets de trésorerie, des instruments d'emprunts sur les marchés financiers et des emprunts bancaires. EnCana jouit d'une cote de crédit de première qualité sur sa dette non garantie de premier rang. Des renseignements détaillés sur ces facilités au 31 décembre 2008 figurent à la note 15 des états financiers consolidés.

Change

EnCana définit le risque de change comme étant le risque de gains ou de pertes qui pourraient découler de variations des taux de change. Les activités d'EnCana étant surtout concentrées en Amérique du Nord, les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien peuvent avoir un effet considérable sur ses résultats. Comme moyen d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, EnCana peut conclure des contrats de change, ainsi que des opérations de commercialisation de pétrole brut. Les gains ou les pertes sur ces contrats sont constatés au moment où est déterminé l'écart entre le cours au comptant mensuel moyen et le taux à la date du règlement. Tous les contrats de change sont conclus auprès d'importantes institutions financières au Canada et aux États-Unis ou avec des contreparties ayant une cote de solvabilité de la meilleure qualité. En maintenant ses activités aux États-Unis et au Canada, EnCana bénéficie dans une certaine mesure d'une couverture naturelle à l'égard du risque de change.

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

Taux d'intérêt

EnCana définit le risque de taux d'intérêt comme l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt sur le bénéfice, les flux de trésorerie et les évaluations. La Société atténue en partie son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en contractant des emprunts à taux fixe et à taux variable. EnCana peut conclure à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen additionnel de gérer la composition du portefeuille d'emprunts à taux fixe et variable.

RISQUES LIÉS À L'EXPLOITATION

Les risques liés à l'exploitation sont définis comme étant le risque de perte ou d'occasion perdue découlant d'activités d'exploitation et d'investissement qui, en soi, pourraient avoir une incidence sur la capacité d'EnCana d'atteindre ses objectifs.

La capacité de la Société de mener ses activités, de générer des flux de trésorerie, de mener à bien ses projets et d'évaluer les réserves est tributaire des risques financiers, y compris les prix des marchandises dont il est fait mention plus haut, le maintien de la demande pour ses produits et d'autres facteurs de risque qui échappent à son contrôle, dont le contexte général des affaires et les conditions des marchés, les récessions et les perturbations des marchés des capitaux, la capacité d'obtenir et de conserver un financement avantageux pour remplir ses engagements, les questions environnementales et réglementaires, les augmentations de coûts imprévues, les redevances, les impôts, la disponibilité de l'équipement de forage et d'autres équipements, la capacité d'accéder à des terrains, le climat, la disponibilité de la capacité de traitement, la disponibilité et la proximité de la capacité des pipelines, la disponibilité des diluants pour le transport du pétrole brut, les défaillances des technologies, les accidents, la présence d'une main-d'œuvre qualifiée et la qualité des réservoirs.

Si EnCana est dans l'impossibilité d'acquérir ou de découvrir des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, ses réserves et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels et, par conséquent, ses flux de trésorerie dépendent grandement de l'exploitation fructueuse des réserves actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves supplémentaires.

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

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

Lorsqu'elle prend des décisions d'exploitation et d'investissement, EnCana compte sur un modèle d'affaires qui lui donne la marge de manœuvre nécessaire en matière de répartition des capitaux pour optimiser les investissements axés sur les rendements des projets, la création de valeur à long terme et l'atténuation des risques. EnCana atténue également les risques liés à l'exploitation au moyen d'autres politiques, systèmes et processus ainsi que par la mise en œuvre d'un programme d'assurance exhaustif.

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

EnCana mène des activités d'exploration et de production de gaz naturel ainsi que de mise en valeur de pétrole intégré *in-situ*, lesquelles comportent des risques relativement élevés. La Société a à cœur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes, notamment aux autorités de réglementation. Ces risques sont gérés par l'application de politiques et de normes conformes ou supérieures à la réglementation gouvernementale et aux normes de l'industrie. De plus, la Société dispose d'un système qui lui permet de repérer, de mesurer et de maîtriser les risques liés à la sécurité et à l'environnement, et qui prévoit la transmission régulière de rapports à la direction générale et au conseil d'administration. Le comité de la responsabilité générale, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'EnCana recommande l'approbation de la politique environnementale de la Société et surveille l'observation des lois et des règlements gouvernementaux. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités courantes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. La Société a adopté des plans d'urgence afin de pouvoir intervenir rapidement en cas d'accident écologique et elle applique des stratégies de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement. De plus, EnCana gère les risques d'atteinte à la sécurité par le truchement de son programme de sécurité destiné à assurer la protection de son personnel et de ses actifs.

EnCana a en outre créé un comité d'enquête qui a pour mandat d'examiner les infractions éventuelles aux politiques et aux méthodes de la Société et instauré une ligne d'assistance téléphonique sur l'intégrité pour recueillir les préoccupations concernant ses activités, sa comptabilité ou ses contrôles internes.

Les activités d'EnCana sont assujetties à la réglementation et à l'intervention des gouvernements qui peuvent toucher ou interdire les forages, l'achèvement et l'ajout de nouveaux puits, la production, la construction ou l'expansion d'installations et l'exploitation et l'abandon de champs. Des droits contractuels peuvent être annulés ou expropriés. Des changements apportés à la réglementation gouvernementale peuvent avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de la Société, en plus d'imposer un coût de conformité.

Les risques réglementaires et juridiques sont établis par les divisions d'exploitation et les groupes non sectoriels, et la conformité d'EnCana aux lois et règlements applicables fait l'objet d'un suivi par le groupe des services juridiques qui se tient au fait de l'évolution et des changements des lois et des règlements, afin d'assurer qu'EnCana continue de s'y conformer. Il convient de noter à cet égard la façon dont EnCana gère les changements apportés à la réglementation relative aux changements climatiques et aux cadres de redevances dont il est question plus loin. Afin d'atténuer en partie les risques pour l'accès aux ressources, de se tenir au courant de l'évolution de la réglementation et d'agir en exploitant responsable, EnCana maintient des relations avec les principales parties prenantes et met en œuvre d'autres initiatives d'atténuation dont il est fait mention dans le présent rapport de gestion.

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, tandis que d'autres administrations ont déjà fourni des indications concernant ces règlements. D'autres administrations devraient aussi annoncer des régimes de réduction des émissions dans l'avenir. Comme ces programmes fédéraux 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 aux lois relatives aux émissions de GES, subir des hausses de ses charges d'exploitation. Cependant, EnCana continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une stratégie en matière de changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité et soutenir les investissements dans le secteur.

Le gouvernement de l'Alberta a fixé des objectifs de réduction des émissions de GES. En mars 2007, la réglementation a été modifiée de façon qu'à compter du 1^{er} juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par année soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions par rapport à un niveau de base prescrit. 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 Emissions Management Fund. En Alberta, EnCana a quatre établissements assujettis à la réglementation relative aux émissions. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Alberta n'est pas notable pour EnCana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une gestion étroite.

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone sans effet sur les revenus, en vigueur depuis 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 à 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. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Colombie-Britannique n'est pas notable pour EnCana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une gestion étroite.

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 de façon énergique afin d'observer les règlements. Des éléments comme un suivi efficace des émissions, l'observation de la consommation de carburant et les efforts en vue de réduire au minimum le ratio vapeur/pétrole de la Société lui permettront de se 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 EnCana exerce ses activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. La Société a lancé une initiative d'efficacité énergétique afin d'accroître l'efficacité énergétique de ses activités. Le prix des réductions éventuelles de GES joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu du dioxyde de carbone, le cas échéant, EnCana essaye également de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.
3. **Prévoir des scénarios de réductions futures de GES**
EnCana continue de travailler en collaboration avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et de mesures de réduction. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions permet à la Société d'acquérir des connaissances utiles qu'elle emploiera pour ébaucher différentes stratégies de gestion de ses émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios fournissent des renseignements aux processus de planification à long terme et aux analyses des conséquences de tendances suivies par la réglementation d'EnCana.

EnCana intègre les coûts potentiels du carbone à la planification future. La direction et le conseil analysent l'incidence d'un éventail de scénarios de réduction des émissions de carbone sur la stratégie de la Société compte tenu de coûts s'échelonnant entre 15 \$ et 65 \$ la tonne d'émissions et de différents niveaux de couverture des émissions. Un avantage important de l'application d'un éventail de prix du carbone au niveau stratégique est que cette méthode donne des indications directes sur le processus de répartition des investissements. EnCana examine également l'incidence de la réglementation relative au carbone sur ses principaux projets. Malgré l'incertitude entourant la réglementation future en la matière, EnCana projette de continuer à évaluer le coût du carbone par rapport à ses investissements, selon une série de scénarios.

EnCana est consciente que les émissions de carbone comportent un coût. La Société est persuadée que la réglementation sur les gaz à effet de serre et les coûts du carbone, compte tenu de différents niveaux de prix, ont été pris en considération adéquatement dans le cadre de la planification et de l'analyse de scénarios. EnCana estime que la stratégie de zones de ressources représente un moyen efficace de mettre en valeur les ressources, de générer des rendements pour les actionnaires et de coordonner l'ensemble des objectifs environnementaux à l'égard du carbone, des émissions atmosphériques, de l'eau et du sol. 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 renseignements sur les émissions de GES d'EnCana sont présentés dans le rapport sur la responsabilité de la Société qui peut être consulté sur son site Web, à l'adresse www.encana.com.

Nouveau 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. Le Régime établit de nouvelles redevances pour le pétrole classique, le gaz naturel et le bitume qui sont liées au prix des marchandises, au volume de production des puits et à la profondeur pour les puits de gaz et à la qualité du pétrole pour les puits de pétrole. 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 en Alberta. Les modifications instaurées par le Régime de redevances sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2009.

Le Régime de redevances de l'Alberta établit de nouveaux taux sensibles au prix et au volume pour le pétrole classique qui s'échelonnent entre 0 % et 50 %, la sensibilité au prix atteignant un plafond entre 68 \$ CA et 116 \$ CA par baril, en fonction de la productivité des puits. Pour le gaz naturel, les taux s'échelonnent entre 5 % et 50 %, la sensibilité au prix plafonnant entre 9,92 \$ CA et

17,75 \$ CA par gigajoule. Le 19 novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a instauré le programme de redevances de transition, qui permet de choisir une seule fois entre les taux de transition et les taux du Régime de redevances pour les nouveaux puits de gaz naturel ou de pétrole classiques forés entre 1 000 mètres et 3 500 mètres de profondeur. Ces taux s'appliqueraient jusqu'au 1^{er} janvier 2014, date à laquelle tous les puits passeraient au Régime de redevances. De plus, le Régime de redevances de l'Alberta impose des taux de redevance sur le bitume s'échelonnant entre 1 % et 9 % (avant paiement) et de 25 % à 40 % (après paiement), avec des plafonds à 120 \$ CA par baril WTI.

Le Régime de redevances de l'Alberta a modifié les conditions économiques de l'exploitation dans cette province et l'incidence de ces modifications a été prise en considération dans le programme d'investissement de 2009 d'EnCana

Perspectives

Face aux difficultés économiques actuelles, EnCana accorde la priorité à ses objectifs clés qui consistent à maintenir une situation financière solide, à générer des flux de trésorerie disponibles importants, à optimiser davantage ses investissements et à continuer de verser un dividende stable à ses actionnaires.

EnCana suit de près les risques qu'elle est en mesure de gérer et met en place des politiques pour les atténuer. La Société gère le risque de prix des marchandises au moyen d'un programme de gestion des risques financiers visant à assurer la solidité et la flexibilité financières en plus d'exercer une surveillance étroite des risques de taux d'intérêt, de crédit et de contrepartie. La Société continuera aussi de suivre de près les dépenses et les programmes d'investissement et de maintenir la souplesse voulue pour s'adapter à l'évolution de la situation économique. EnCana a préparé un programme d'investissement prudent et flexible pour 2009 qui cible une production totale de gaz naturel et de pétrole se situant environ aux niveaux de 2008 et lui permettant de progresser dans ses projets pluriannuels. EnCana prévoit poursuivre le financement des projets d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake, le projet CORE de Wood River et d'autres projets d'investissement. EnCana cible un ratio dette/capitaux permanents de l'ordre de 30 % à 40 %; au 31 décembre 2008, ce ratio s'établissait à 28 %.

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 volatilité qui a marqué le prix du pétrole brut devrait se poursuivre en 2009 étant donné les incertitudes qui planent sur le marché relativement à l'approvisionnement et au raffinage, l'évolution de la demande en raison de la conjoncture économique mondiale, les mesures prises par l'OPEP et la crise mondiale du crédit et de la liquidité. Les prix du pétrole brut canadien seront soumis à l'incertitude découlant des risques d'interruption des activités de raffinage sur le marché déjà tendu du Midwest américain et l'augmentation de la production intérieure pourrait se traduire par l'encombrement du réseau pipelinier à l'extérieur de l'Ouest canadien.

La Société compte financer son programme d'immobilisations de 2009 au moyen de ses flux de trésorerie et d'emprunts.

Comme il en a été question précédemment à la rubrique « Activités d'EnCana » du présent rapport de gestion, la Société a annoncé ses projets de scinder EnCana en deux sociétés énergétiques hautement spécialisées. Étant donné l'incertitude et la volatilité qui planent sur les marchés mondiaux des capitaux, EnCana a choisi de reporter le vote des actionnaires jusqu'à ce que les marchés des capitaux affichent clairement une plus grande stabilité. EnCana continue de préparer la documentation et de gérer les systèmes de soutien en prévision du projet de réorganisation.

Une fois la réorganisation mise en œuvre, EnCana prévoit se concentrer sur l'accroissement de sa capacité de production de gaz naturel à partir de son portefeuille diversifié de zones de ressources actuelles et émergentes non classiques en Amérique du Nord. Cenovus prévoit se concentrer 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 ainsi que sur la mise en valeur de ses ressources de gaz naturel, de pétrole brut et de LGN dans l'Ouest canadien.

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 de 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 2009, voir la section « Gestion des risques » du présent rapport de gestion ainsi que la section *Corporate Guidance* du site Web d'EnCana à www.encana.com. EnCana a mis à jour ses indications pour tenir compte de l'incidence des conditions prévues pour 2009 sur ses activités. Le communiqué de presse d'EnCana daté du 12 février 2009 ainsi que les états financiers sont disponibles sur le site de SEDAR à 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 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 du Régime de redevances de l'Alberta; les projections touchant la croissance de la production de gaz naturel des zones de ressources non classiques et des ressources pétrolifères *in-situ*, y compris les projets Foster Creek et Christina Lake, le projet CORE et les projets d'expansion de la capacité de traitement du pétrole lourd en aval de la Société, ainsi que les coûts en capital et les échéanciers prévus s'y rapportant; 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 2009 et par la suite, et les causes de cette volatilité; les dépenses en immobilisations prévues de la Société pour 2009; la souplesse des budgets d'immobilisations prévus pour 2009 et des 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 modifications et des modifications proposées aux lois et règlements notamment sur les gaz à effet de serre, le carbone et les initiatives en matière de changements climatiques, sur les activités et les charges d'exploitation de la Société; l'incidence de l'encombrement du réseau pipeline de l'Ouest canadien et des interruptions de production possibles dans les raffineries sur les prix futurs du pétrole brut au Canada; les projections quant au fait que les acceptations bancaires de la Société et le programme de billets de trésorerie continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les facilités d'emprunt à terme; les projections liées au projet Deep Panuke, y compris les coûts et les niveaux de production projetés, le calendrier de production afférent et l'achèvement prévu des installations; les dates prévues de conclusion des ententes conclues avec Brown Southwest et Brown Haynesville; les projections relatives à la réorganisation projetée, y compris le calendrier prévu de mise en œuvre et les conditions préalables susceptibles d'être exigées; les attributs futurs prévus d'EnCana et de Cenovus une fois la réorganisation mise en œuvre; les avantages prévus de la réorganisation projetée; les projections relatives aux réserves de gaz naturel, de pétrole brut et de liquides de gaz naturel de la Société; les plans de la Société concernant le renouvellement de son prospectus préalable au Canada; les résultats prévus des stratégies de réduction des coûts de la Société; l'évaluation par la Société du risque de crédit lié aux contreparties et de son incidence éventuelle; la capacité de la Société de financer son programme d'immobilisations en 2009 et de verser des dividendes aux actionnaires; l'incidence des conditions de marché actuelles, y compris de la récession et des turbulences des marchés des capitaux, sur les activités et les résultats prévus de la Société; l'effet des politiques, systèmes, processus d'atténuation des risques et du programme d'assurances de la Société; les attentes de la Société à l'égard des ratios dette/capitaux permanents futurs; l'incidence et le calendrier des différentes prises de position comptables; l'incidence des modifications des règles et les normes applicables sur la Société et ses états financiers consolidés; les projections relatives aux besoins en capitalisation prévus du régime de retraite à prestations déterminées de la Société et leur importance relative; les coûts projetés des attributions aux termes des programmes de droits alternatifs à la plus-value des actions liés au rendement, de droits à la plus-value des actions liés au rendement et de droits à la valeur des actions liés au rendement de la Société; et les projections quant à l'offre de gaz naturel classique en Amérique du Nord et la capacité des zones de ressources non classiques de compenser la baisse future du rendement des zones de ressources classiques de gaz naturel 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 l'obtention des approbations, des exemptions, des consentements, des ordonnances judiciaires et tout autre exigence, y compris la stabilisation des marchés des capitaux et des autres marchés, nécessaire ou souhaitable pour mener à terme ou faciliter la réorganisation; le risque que certaines conditions à la mise en œuvre de la réorganisation ne seront pas satisfaites; 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 sur le marché; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la Société et de ses filiales, y compris les risques de crédit; l'imprécision des estimations des réserves et des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de LGN pouvant être récupérées des zones de ressources et des autres zones qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité de la Société et de ses filiales de remplacer et d'accroître leurs réserves de pétrole et de gaz; la capacité de la Société et de ConocoPhillips de gérer et d'exploiter avec succès les activités intégrées de pétrole lourd en Amérique du Nord et la capacité des parties d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires; les marges dégagées des activités de raffinage et de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et du 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 et à l'application de cette technologie dans le cadre des activités de la Société ou de Cenovus; la capacité de la Société de dégager des flux de trésorerie provenant de l'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 des lois et de la réglementation concernant le régime de redevances, les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone et d'autres lois et règlements 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; et 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 la présente mise en garde.

La Société a communiqué et mis à jour précédemment des indications relatives aux résultats prévus pour 2008. Aucune différence importante n'existe entre a) les flux de trésorerie réels, les investissements et les charges d'exploitation de la Société en 2008 et b) les prévisions contenues dans les indications les plus récentes (11 décembre 2008). L'explication des changements annoncés dans une indication mise à jour, s'il y a lieu, par rapport à une indication donnée auparavant, a été fournie dans un communiqué publié par la Société au moment de la mise à jour de l'indication.

Les énoncés prospectifs relatifs aux flux de trésorerie, aux flux de trésorerie liés à l'exploitation et aux flux de trésorerie avant impôts prévus pour 2009 sont fondés sur une production moyenne de pétrole et de gaz pour 2009 d'environ 4,6 Gpi³e/j, des prix moyens des marchandises à un prix WTI de 55 \$ à 75 \$ le baril de pétrole, un prix NYMEX de 5,50 \$ à 7,50 \$ le kpi³ pour le gaz naturel, un taux de change moyen entre le dollar canadien et le dollar américain de 0,75 \$ à 0,85 \$, un écart de craquage moyen Chicago 3-2-1 de 5 \$ à 10 \$ le baril pour les marges de raffinage et un nombre moyen d'actions en circulation d'EnCana de 750 millions environ. Les énoncés prospectifs relatifs au projet de réorganisation sont fondés sur l'hypothèse de la stabilisation des marchés des capitaux et des autres marchés. Les hypothèses relatives aux énoncés prospectifs englobent généralement les attentes et les projections d'EnCana en accord avec les résultats passés et sa perception des tendances historiques, ainsi que des attentes à l'égard du rythme de progression et d'innovation, généralement en conformité avec les résultats passés et selon eux, tous ces éléments étant soumis aux facteurs de risque mentionnés ailleurs dans le présent document.

EnCana est tenue de faire état des événements et des circonstances qui surviennent dans la période visée par le présent rapport de gestion et qui pourraient raisonnablement faire en sorte que les résultats réels s'écartent sensiblement des principaux éléments présentés dans les énoncés prospectifs pour une période qui n'est pas encore achevée et qu'EnCana a déjà publiés, ainsi que les différences prévues qui en résultent. Ces renseignements figurent dans le communiqué d'EnCana daté du 12 février 2009 qui peut être consulté sur le site Web d'EnCana à www.encana.com et sur SEDAR à www.sedar.com.

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 l'autorise 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 sur la communication de l'information. 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 rapport de gestion, 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 équivalents pétrole (« bep »), en milliers de bep (« kbep ») ou en millions de bep (« Mbep ») sur la même base. Les unités Mpi³e, kpi³e, bep, kbep et Mbep peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont 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 utilise 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 moyenne du rendement plus faible.

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

Toute l'information contenue dans le présent rapport de gestion et dans les états financiers consolidés intermédiaires, ainsi que dans les données correspondantes, est présentée en dollars américains, déduction faite des redevances, sauf indication contraire.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie des activités poursuivies, les flux de trésorerie par action après dilution, les flux de trésorerie disponibles, le bénéfice d'exploitation, le bénéfice d'exploitation des activités poursuivies, le bénéfice par action après dilution, le BAIIA ajusté, la dette, la dette nette et les capitaux permanents, 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 rapport de gestion pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des informations supplémentaires relativement à la situation de trésorerie de la Société ainsi qu'à sa capacité de dégager des fonds pour financer ses activités. Les mesures employées par la direction sont expliquées plus à fond sous les rubriques du rapport où il en est question.

Définition d'EnCana

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