



EnCana Corporation

**Rapport de gestion
pour le trimestre terminé le 31 mars 2009**

(en dollars US)

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « Société ») doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés (« états financiers consolidés intermédiaires ») du trimestre terminé le 31 mars 2009 ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion de l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Le lecteur est prié de consulter la mise en garde juridique intitulée « Énoncés prospectifs », qui figure à la fin du présent rapport de gestion.

Les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars américains (« 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 21 avril 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 \$ le 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 un bilan très sain, EnCana continue de faire appel à une structure du capital prudente. Au 31 mars 2009, 78 % 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 court terme s'établissent à 250 M\$ en 2009 et à 200 M\$ en 2010. Au 31 mars 2009, 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 2,0 G\$. 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. Au 31 mars 2009, le ratio dette/capitaux permanents s'établissait à 29 % et le ratio dette/BAIIA ajusté, à 0,7 fois.

De plus, EnCana continue à surveiller les dépenses et les programmes d'investissement. Compte tenu de la conjoncture actuelle, EnCana compte mettre en oeuvre une stratégie d'investissement prudente et flexible en 2009 et a élaboré un programme assez souple en 2009 pour ajuster les investissements 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.

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 connexes 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 connexes 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 vend pratiquement toute la production en amont de la Société à des 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 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 d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel et de pétrole brut situés dans l'est de l'Alberta et en Saskatchewan.
- La division **Contreforts canadiens** englobe les actifs d'exploration, 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 d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel 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 perfectionnées. Le secteur Activités pétrolières intégrées - Canada se compose des participations d'EnCana dans FCCL Oil Sands Partnership, détenue en propriété conjointe avec ConocoPhillips, les actifs de gaz naturel à Athabasca et d'autres participations dans les activités de bitume.

Comparaison des résultats de 2009 et de 2008

Au premier trimestre de 2009, par rapport au premier trimestre de 2008, EnCana :

- a inscrit une diminution de 19 % des flux de trésorerie, qui ont atteint 1 944 M\$, en raison principalement de la baisse des prix des marchandises, partiellement contrebalancée par des gains réalisés sur les couvertures de 699 M\$ après impôts et par l'accroissement des volumes de production;
- a constaté une diminution de 9 % du bénéfice d'exploitation, qui s'est établi à 948 M\$;
- a constaté une augmentation de 869 M\$ du bénéfice net, qui a atteint 962 M\$, en raison surtout de gains après impôts latents sur les opérations de couverture, établis à la valeur de marché, de 89 M\$ en 2009 par rapport à des pertes de 737 M\$ en 2008;
- a inscrit une diminution de 104 M\$ des flux de trésorerie disponibles, qui se sont établis à 436 M\$;
- a enregistré une augmentation de 3 % de la production totale qui a atteint 4 675 millions de pieds cubes équivalents (« Mpi³e ») par jour (« Mpi³e/j »);
- a accru la production de ses principales zones de ressources de gaz naturel de 8 % et de celles de pétrole de 7 %;
- a enregistré une diminution de 45 % des prix du gaz naturel, sans tenir compte des opérations de couverture, qui sont passés à 4,23 \$ le millier de pieds cubes (« kpi³ »), et une baisse de 58 % des prix des liquides, sans tenir compte des opérations de couverture, qui ont atteint 32,03 \$ le baril (« b »).

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. 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. 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)	2009	2008				2007		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Prix de référence du gaz naturel								
Prix AECO (\$ CA/kp ³)	5,63	6,79	9,24	9,35	7,13	6,00	5,61	7,37
Prix NYMEX (\$/Mbtu)	4,89	6,94	10,24	10,93	8,03	6,97	6,16	7,55
Prix (Opal) Rocheuses (\$/Mbtu)	3,31	3,53	5,88	8,56	7,02	3,46	2,94	3,85
Prix Texas (HSC) (\$/Mbtu)	4,21	6,37	9,98	10,58	7,73	6,64	5,89	7,26
Écart de base (\$/Mbtu)								
AECO/NYMEX	0,35	1,10	1,28	1,71	0,84	0,85	0,84	0,90
Rocheuses/NYMEX	1,58	3,41	4,36	2,37	1,01	3,50	3,22	3,70
Texas/NYMEX	0,68	0,58	0,26	0,35	0,30	0,33	0,27	0,29
Prix de référence du pétrole brut								
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	43,31	59,08	118,22	123,80	97,82	90,50	75,15	65,02
Western Canadian Select (WCS) (\$/b)	34,38	39,95	100,22	102,18	76,37	56,85	52,71	45,84
Écart WTI/WCS (\$/b)	8,93	19,13	18,00	21,62	21,45	33,65	22,44	19,18
Marge de raffinage de référence								
Marge de craquage 3-2-1 Chicago (\$/b) ¹⁾	9,75	6,31	17,29	13,60	7,69	9,17	18,48	30,12
Taux de change								
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	0,803	0,825	0,961	0,990	0,996	1,019	0,957	0,911

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 à très faible teneur en soufre.

Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009	2008				2007		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Total des données consolidées								
Flux de trésorerie ¹⁾	1 944 \$	1 299 \$	2 809 \$	2 889 \$	2 389 \$	1 934 \$	2 218 \$	2 549 \$
- par action – résultat dilué	2,59	1,73	3,74	3,85	3,17	2,56	2,93	3,33
Bénéfice net	962	1 077	3 553	1 221	93	1 082	934	1 446
- par action – résultat de base	1,28	1,44	4,74	1,63	0,12	1,44	1,24	1,91
- par action – résultat dilué	1,28	1,43	4,73	1,63	0,12	1,43	1,24	1,89
Bénéfice d'exploitation ²⁾	948	449	1 442	1 469	1 045	849	1 032	1 369
- par action – résultat dilué	1,26	0,60	1,92	1,96	1,39	1,12	1,37	1,79
Dividendes en espèces, par action	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,20	0,20	0,20
Produits, déduction faite des redevances	4 608	6 359	10 849	7 422	5 434	5 875	5 654	5 674

¹⁾ Les flux de trésorerie sont une mesure hors 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.

Malgré le fait que les prix des marchandises sont demeurés faibles au premier trimestre de 2009, EnCana a dégagé de solides résultats financiers. Par rapport au quatrième trimestre de 2008, les activités en amont d'EnCana ont continué de bénéficier du programme de couvertures des prix des marchandises, tandis que ses activités en aval ont généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 59 M\$ environ au premier trimestre de 2009 par rapport à des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation négatifs de 580 M\$ au quatrième trimestre de 2008. De plus amples renseignements sur les résultats financiers d'EnCana figurent à la rubrique Résultats d'exploitation du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE

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

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 831 \$	1 758 \$
(Ajouter) Déduire :		
Variation des autres actifs et passifs, montant net	14	(93)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	(127)	(538)
Flux de trésorerie	1 944 \$	2 389 \$

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2009 et 2008

En 2009, les flux de trésorerie ont diminué de 445 M\$, soit 19 %, comparativement à 2008, pour les raisons suivantes :

- le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 45 % pour atteindre 4,23 \$ le kpi³ en 2009, comparativement à 7,75 \$ le kpi³ en 2008;
- le prix moyen des LGN, compte non tenu des opérations de couverture, s'est replié de 58 % pour atteindre 32,03 \$ le baril en 2009, comparativement à 75,44 \$ le baril en 2008;

partiellement contrebalancées par :

- les gains après impôts réalisés sur les couvertures du prix du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres marchandises ont atteint 699 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des gains après impôts de 13 M\$ en 2008;
- le volume de production de gaz naturel a augmenté de 4 % en 2009 pour s'établir à 3 869 millions de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j »), par rapport à 3 733 Mpi³/j en 2008;
- les charges d'exploitation, de transport et de vente, les frais d'administration, les taxes à la production et impôts miniers ainsi que les intérêts débiteurs, sans tenir compte des charges de rémunération à long terme, ont diminué en 2009 comparativement à 2008;
- les impôts à payer, sans tenir compte des impôts associés aux opérations de couverture réalisées mentionnées ci-dessus, ont diminué, en raison essentiellement de la baisse des flux de trésorerie avant impôts.

BÉNÉFICE NET

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2009 et 2008

Le bénéfice net d'EnCana, qui s'est établi à 962 M\$ en 2009, a été supérieur de 869 M\$ à celui de 2008. 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 gains de couverture latents, établis à la valeur de marché, de 89 M\$ après impôts en 2009, contre des pertes de 737 M\$ après impôts en 2008;
- des pertes de change hors exploitation de 75 M\$ après impôts en 2009, comparativement à des pertes de 215 M\$ après impôts en 2008;
- des charges de rémunération à long terme en baisse de 143 M\$ en 2009 par rapport à 2008, en raison de la variation du cours de l'action d'EnCana et de la baisse de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement de 52 M\$ en 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la baisse des taux d'amortissement découlant de l'augmentation des réserves prouvées et de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, partiellement contrebalancées par l'accroissement des volumes de production.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors 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)	Trimestres terminés les 31 mars			
	2009		2008	
	Par action ⁴⁾		Par action ⁴⁾	
Bénéfice net, montant déjà établi	962 \$	1,28 \$	93 \$	0,12 \$
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :				
- Gain (perte) comptable latent, établi à la valeur de marché (après impôts)	89	0,12	(737)	(0,98)
- Gain (perte) de change hors exploitation (après impôts) ¹⁾	(75)	(0,10)	(215)	(0,29)
Bénéfice d'exploitation ^{2) 3)}	948 \$	1,26 \$	1 045 \$	1,39 \$

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 réalisé 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⁾ Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors 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. Le calcul du bénéfice d'exploitation d'EnCana ne tient pas 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.

³⁾ 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.

⁴⁾ 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 diminué de 19 %, passant de 0,996 \$ au premier trimestre de 2008 à 0,803 \$ au premier trimestre de 2009. Le tableau qui suit présente les incidences de ces modifications sur les activités d'EnCana par rapport à l'exercice précédent.

Trimestre terminé le 31 mars 2009		
Taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar CA	0,803	
Modification par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent	(0,193)	
(en millions de dollars, sauf les montants en \$/kpi ³ e)	M \$	\$/kpi ³ e
Augmentation (diminution) des éléments suivants :		
Dépenses en immobilisations	(184)	
Charges d'exploitation	(67)	(0,16)
Frais d'administration	(13)	(0,03)
Charge d'amortissement et d'épuisement	(124)	

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

VOLUMES DE PRODUCTION

	2009	2008				2007		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Production de gaz (Mpi ³ /j)	3 869	3 858	3 917	3 841	3 733	3 722	3 630	3 506
Pétrole brut (b/j)	111 981	110 628	106 826	101 153	111 538	108 958	109 664	108 590
LGN (b/j)	22 299	25 222	26 730	26 450	25 750	27 179	26 719	24 826
Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾	4 675	4 673	4 718	4 607	4 557	4 539	4 448	4 306

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

PRINCIPALES ZONES DE RESSOURCES

	Trimestres terminés les 31 mars					
	Production quotidienne			Activités de forage (nombre de puits forés, net)		
	2009	2009 vs 2008	2008	2009	2008	
Gaz naturel (Mpi^3/j)						
Jonah	623	5 %	595	35	43	
Piceance	386	4 %	372	53	83	
East Texas	409	50 %	273	15	11	
Fort Worth	149	6 %	140	16	21	
Greater Sierra	215	5 %	205	15	36	
Cutbank Ridge	323	19 %	271	20	24	
Bighorn	156	7 %	146	21	30	
CBM	309	4 %	298	278	251	
Shallow Gas	673	-6 %	715	336	496	
	3 243	8 %	3 015	789	995	
Pétrole (b/j)						
Foster Creek	28 170	5 %	26 770	6	12	
Christina Lake	6 559	152 %	2 606	-	-	
	34 729	18 %	29 376	6	12	
Pelican Lake	21 280	-11 %	23 903	4	-	
Weyburn	16 097	15 %	13 980	-	9	
	72 106	7 %	67 259	10	21	
Total (Mpi^3e/j)	3 676	8 %	3 417	799	1 016	

Les volumes de production ont augmenté de 3 % ou 118 Mpi^3e/j au premier trimestre de 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de l'accroissement de 8 % de la production des principales zones de ressources de gaz naturel d'EnCana et de 7 % de la production des principales zones de ressources pétrolières, partiellement contrebalancé par des baisses de rendement normales des biens classiques.

PRIX NET LIÉ À L'EXPLOITATION

	2009			2008		
	Trimestres terminés les 31 mars					
	Gaz (\$/kpi ³)	Liquides (\$/b)	Total (\$/kpi ³ e)	Gaz (\$/kpi ³)	Liquides (\$/b)	Total (\$/kpi ³ e)
Prix	4,23 \$	32,03 \$	4,42 \$	7,75 \$	75,44 \$	8,61 \$
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	0,14	0,92	0,15	0,28	1,46	0,28
Transport et vente	0,49	1,36	0,44	0,56	1,46	0,50
Exploitation	0,75	8,46	0,86	1,02	10,30	1,15
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	2,85	21,29	2,97	5,89	62,22	6,68
Gain (perte) de couverture	2,99	2,21	2,55	0,27	(5,85)	0,05
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées	5,84 \$	23,50 \$	5,52 \$	6,16 \$	56,37 \$	6,73 \$

Les prix nets, sans tenir compte des opérations de couverture, ont diminué considérablement au premier trimestre de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008, en raison essentiellement de la baisse des prix des marchandises, contrebalancée partiellement par l'incidence de la diminution du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la baisse des charges de rémunération à long terme découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana.

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. Comme le montre le tableau ci-dessus, EnCana a grandement bénéficié de son programme de couvertures pendant cette période de faibles prix des marchandises.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, MONTANT NET

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Canada		
Plaines canadiennes	159 \$	262 \$
Contreforts canadiens	465	780
Activités pétrolières intégrées – Canada	126	208
États-Unis	540	519
Raffinage en aval	202	55
Optimisation des marchés	(3)	2
Activités non sectorielles et autres activités	19	23
Dépenses en immobilisations	1 508	1 849
Acquisitions	79	58
Cessions	(33)	(72)
Dépenses en immobilisations, montant net	1 554 \$	1 835 \$

Les dépenses en immobilisations d'EnCana pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 ont été financées par les flux de trésorerie.

Au premier trimestre de 2009, 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 raffinage du pétrole lourd en aval de la Société par l'entremise de sa coentreprise avec ConocoPhillips. Les dépenses en immobilisations ont fléchi en raison des fluctuations du taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien ainsi que du cours de l'action d'EnCana servant à déterminer les charges de rémunération à long terme. L'incidence nette de ces facteurs sur les dépenses en immobilisations représente une diminution de 295 M\$ au premier trimestre de 2009 comparativement à la même période en 2008. Un complément d'information sur les dépenses en immobilisations d'EnCana figure à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

Acquisitions et cessions

EnCana a réalisé quelques acquisitions et cessions mineures de biens aux premiers trimestres de 2009 et de 2008.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

Les flux de trésorerie disponibles d'EnCana se sont établis à 436 M\$ au premier trimestre de 2009, en baisse par rapport à la période correspondante de 2008. Les raisons de la baisse 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)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Flux de trésorerie ¹⁾	1 944 \$	2 389 \$
Dépenses en immobilisations	1 508	1 849
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	436 \$	540 \$

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

²⁾ Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure hors 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.

Résultats des divisions

Comme il est expliqué à la rubrique « Activités d'EnCana » du présent rapport de gestion, EnCana a une structure de prise de décision et de communication de l'information décentralisée. Par conséquent, les résultats sont présentés division par division. Le secteur Canada comprend les divisions Plaines canadiennes et Contreforts canadiens, tandis que la division États-Unis comprend le secteur États-Unis. La division Activités pétrolières intégrées regroupe les secteurs Activités pétrolières intégrées – Canada et Raffinage en aval.

PLAINES CANADIENNES

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2009 et 2008

RÉSULTATS FINANCIERS

(en millions de dollars)	2009				2008			
	Pétrole et			Total	Pétrole et			Total
	Gaz	LGN	Autres		Gaz	LGN	Autres	
Produits, déduction faite des redevances	319 \$	250 \$	2 \$	571 \$	563 \$	586 \$	2 \$	1 151 \$
Gain (perte) de couverture réalisé	202	2	-	204	27	(37)	-	(10)
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	3	7	-	10	5	8	-	13
Transport et vente	11	51	-	62	19	90	-	109
Exploitation	51	51	1	103	73	68	1	142
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	456 \$	143 \$	1 \$	600 \$	493 \$	383 \$	1 \$	877 \$

VOLUMES DE PRODUCTION

	2009	2008				2007		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Production de gaz (Mpi ³ /j)	800	820	831	856	860	876	858	874
Pétrole brut (b/j)	67 043	64 990	64 789	65 097	69 781	70 287	70 711	70 148
LGN (b/j)	1 201	1 126	1 147	1 189	1 262	1 422	1 209	1 206
Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾	1 209	1 217	1 227	1 253	1 286	1 306	1 290	1 302

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

PRODUCTION DE GAZ

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 69 M\$ au premier trimestre de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 216 M\$ découlant d'une diminution de 39 % du prix du gaz naturel, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture;
- un montant de 28 M\$ découlant d'une diminution de 7 % du volume de production du gaz naturel. Les volumes de production du gaz ont diminué au premier trimestre de 2009 en raison des baisses de rendement normales de la principale zone de ressources Shallow Gas et des biens classiques, ainsi que de l'incidence d'arrêts de production causés par le gel et d'autres arrêts de production temporaires faisant suite aux conditions hivernales extrêmes dans le sud de l'Alberta;

contrebalancées par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 202 M\$, soit 2,81 \$ le kpi³, en 2009, contre des gains de 27 M\$, soit 0,34 \$ le kpi³, en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel de la division Plaines canadiennes en 2009, 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 pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel de la division Plaines canadiennes, qui se sont établis à 11 M\$ en 2009, ont diminué de 8 M\$, ou 42 %, comparativement à 2008 en raison de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la baisse des volumes et des coûts de transport vers l'est du Canada et des États-Unis ainsi que du repli des coûts du gaz combustible.

Les charges d'exploitation de la division Plaines canadiennes, qui se sont établies à 51 M\$ en 2009, ont diminué de 22 M\$, ou 30 %, par rapport à 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et à la réduction des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien, légèrement contrebalancées par l'accroissement des taxes foncières et des frais de location et l'augmentation des salaires et avantages.

PÉTROLE BRUT ET LGN

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 297 M\$ au premier trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 280 M\$ découlant de la diminution de 56 % des prix du pétrole brut et de 54 % des prix des LGN, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 38 M\$ découlant de la réduction des prix moyens du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd;
- un montant de 19 M\$ découlant d'une diminution de 4 % des volumes de pétrole brut et de 5 % des volumes de LGN. La production tirée de la principale zone de ressources Pelican Lake en 2009 s'est établie à 21 280 b/j, soit 11 % de moins qu'en 2008, en raison principalement des baisses de rendement normales. À Suffield, la production, qui s'est établie à 13 703 b/j, a reculé de 3 % par suite surtout des baisses de rendement normales. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une augmentation de la production à Weyburn;

contrebalancées par :

- des gains réalisés sur les couvertures du prix des LGN de 2 M\$, ou 0,41 \$ le baril, en 2009, comparativement à des pertes de 37 M\$, ou 5,63 \$ le baril, en 2008.

Le prix du pétrole brut de la division Plaines canadiennes a diminué de 56 % pour s'établir à 34,35 \$ le baril en 2009, par rapport à 77,44 \$ le baril en 2008 en raison des variations des prix du pétrole brut de référence WTI et WCS ainsi que des écarts moyens inférieurs. Les gains totaux réalisés sur les couvertures du prix du pétrole brut pour la division se sont élevés à 2 M\$ environ, soit 0,42 \$ le baril, en 2009, comparativement à des pertes d'environ 36 M\$, soit 5,65 \$ le baril, en 2008.

Le prix moyen des LGN de la division Plaines canadiennes a diminué de 54 % pour s'établir à 34,86 \$ le baril en 2009, par rapport à 75,09 \$ le baril en 2008, ce qui concorde avec la variation du prix de référence WTI.

Les frais de transport et de vente du pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont établis à 51 M\$ en 2009, en baisse de 39 M\$, ou 43 %, par rapport à 2008, en raison essentiellement d'une réduction des prix moyens du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd, de la diminution du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la baisse des frais de transport routier d'huiles détergentes à Weyburn.

Les charges d'exploitation imputées au pétrole brut de la division Plaines canadiennes se sont établies à 51 M\$ en 2009, soit 17 M\$ ou 25 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana, de la baisse des frais de reconditionnement et des produits chimiques, légèrement contrebalancées par une hausse des frais de réparation et d'entretien ainsi que des taxes foncières et des loyers. 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.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Les dépenses en immobilisations de la division Plaines canadiennes, qui se sont élevées à 159 M\$ au premier trimestre de 2009, ont surtout été consacrées aux principales zones de ressources Shallow Gas, Pelican Lake et Weyburn. La diminution de 103 M\$ par rapport à 2008 est surtout attribuable à la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, à une diminution des frais de forage et d'achèvement, en raison du forage d'un nombre inférieur de puits, et à la baisse des coûts immobilisés au titre de la rémunération incitative à long terme. La division Plaines canadiennes a foré 375 puits nets en 2009, comparativement à 558 en 2008, ce qui concorde avec la réduction des dépenses prévue en 2009.

CONTREFORTS CANADIENS

La division Contreforts canadiens comprend les actifs en canadiens de la Société.

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2009 et 2008

RÉSULTATS FINANCIERS

(en millions de dollars)	2009				2008			
	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	528 \$	57 \$	10 \$	595 \$	870 \$	158 \$	18 \$	1 046 \$
Gain (perte) réalisé sur les couvertures	320	-	-	320	39	(10)	-	29
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	4	1	-	5	3	1	-	4
Transport et vente	34	3	-	37	53	3	-	56
Exploitation	120	6	4	130	161	11	6	178
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	690 \$	47 \$	6 \$	743 \$	692 \$	133 \$	12 \$	837 \$

VOLUMES DE PRODUCTION

	2009	2008				2007		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Production de gaz (Mpi^3/j)	1 281	1 302	1 351	1 289	1 256	1 313	1 280	1 231
Pétrole brut (b/j)	8 140	8 437	8 217	8 376	8 867	8 441	7 978	7 959
LGN (b/j)	9 427	11 265	11 730	11 779	11 256	10 966	9 932	9 811
Total (Mpi^3e/j) ¹⁾	1 386	1 420	1 471	1 410	1 377	1 429	1 387	1 338

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

PRODUCTION DE GAZ

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 61 M\$ au premier trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour la raison suivante :

- un montant de 347 M\$ découlant d'une diminution de 40 % du prix du gaz naturel, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture;

contrebalancée par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 320 M\$, soit 2,78 \$ le kpi^3 , en 2009, contre des gains de 39 M\$, soit 0,34 \$ le kpi^3 , en 2008;
- un montant de 5 M\$ découlant d'une augmentation de 2 % du volume de production du gaz naturel. Le volume de gaz produit a augmenté au premier trimestre de 2009 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 Cutbank Ridge, CBM, Bighorn et Greater Sierra, partiellement contrebalancés par des baisses de rendement normales des biens classiques et par l'incidence sur les volumes de cessions mineures de biens en 2008.

La baisse du prix du gaz naturel de la division Contreforts canadiens en 2009, 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 pour le gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont établis à 34 M\$ en 2009, en baisse de 19 M\$, ou 36 %, par rapport à la période correspondante de 2008 en raison de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la diminution des coûts du gaz combustible ainsi que des volumes destinés aux États-Unis.

Les charges d'exploitation imputées au gaz naturel de la division Contreforts canadiens se sont établies à 120 M\$ en 2009, soit 41 M\$ ou 25 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et d'une réduction des frais de reconditionnement, contrebalancées par l'augmentation des frais de sécurité, des salaires et des avantages, des taxes foncières et des loyers ainsi que de réparation et d'entretien.

PÉTROLE BRUT ET LGN

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 91 M\$ au premier trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 92 M\$ découlant d'une diminution de 60 % des prix du pétrole brut et de 56 % des prix des LGN, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 9 M\$ découlant de diminutions de 8 % des volumes de pétrole brut et de 16 % des volumes de LGN; ces diminutions sont attribuables aux baisses de rendement normales et de l'incidence sur les volumes des cessions de biens;

contrebalancées par :

- des pertes réalisées sur les couvertures du prix des LGN de moins de 1 M\$ en 2009, comparativement à des pertes de 10 M\$, ou 5,72 \$ le baril, en 2008.

Le prix du pétrole brut de la division Contreforts canadiens a diminué de 60 % pour s'établir à 37,31 \$ le baril en 2009, comparativement à 93,42 \$ le baril en 2008 par suite des variations des 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 établies à moins de 1 M\$ le baril en 2009, comparativement à des pertes d'environ 4 M\$, soit 5,45 \$ le baril, en 2008.

Le prix des LGN de la division Contreforts canadiens a fléchi de 56 % pour s'établir à 35,81 \$ le baril en 2009, par rapport à 80,80 \$ le baril en 2008, ce qui concorde avec la variation du prix de référence WTI.

Les charges d'exploitation imputées au pétrole brut de la division Contreforts canadiens se sont élevées à 6 M\$ en 2009, soit 5 M\$ ou 45 % de moins qu'en 2008, en raison principalement de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la réduction des frais de captage et de traitement. 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.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Les dépenses en immobilisations de la division Contreforts canadiens, qui se sont chiffrées à 465 M\$ au premier trimestre de 2009, ont ciblé surtout les principales zones de ressources CBM, Cutbank Ridge, Greater Sierra et Bighorn. La baisse de 315 M\$ par rapport à 2008 est attribuable principalement à la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, à la diminution des frais de forage découlant de la priorité accrue accordée à l'ajout de nouveaux puits ainsi que des coûts immobilisés au titre de la rémunération incitative à long terme. La division Contreforts canadiens a foré 343 puits nets au premier trimestre de 2009, comparativement à 380 en 2008.

ÉTATS-UNIS

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2009 et 2008

RÉSULTATS FINANCIERS

(en millions de dollars)	2009				2008			
	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total	Gaz	Pétrole et LGN	Autres	Total
Produits, déduction faite des redevances	610 \$	29 \$	27 \$	666 \$	1 157 \$	99 \$	72 \$	1 328 \$
Gain (perte) réalisé sur les couvertures	508	-	-	508	26	-	-	26
Charges								
Taxe à la production et impôts miniers	43	3	-	46	87	9	-	96
Transport et vente	123	-	-	123	115	-	-	115
Exploitation	82	-	33	115	101	-	68	169
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	870 \$	26 \$	(6) \$	890 \$	880 \$	90 \$	4 \$	974 \$

VOLUMES DE PRODUCTION

	2009	2008				2007		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Production de gaz (Mpi^3/j)	1 746	1 677	1 674	1 629	1 552	1 464	1 387	1 303
LGN (b/j)	11 671	12 831	13 853	13 482	13 232	14 791	15 578	13 809
Total (Mpi^3e/j) ¹⁾	1 816	1 754	1 757	1 710	1 631	1 553	1 480	1 386

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

PRODUCTION DE GAZ

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 65 M\$ au premier trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour la raison suivante :

- un montant de 609 M\$ découlant d'une diminution de 53 % du prix du gaz naturel, sans tenir compte de l'incidence des opérations de couverture;

contrebalancée par :

- des gains réalisés sur les couvertures de 508 M\$, soit 3,23 \$ le kpi^3 , en 2009, contre des gains de 26 M\$, soit 0,18 \$ le kpi^3 , en 2008;
- un montant de 62 M\$ découlant d'une diminution de 13 % du volume de production du gaz naturel. Le volume de gaz produit aux États-Unis a augmenté au premier trimestre de 2009 grâce aux programmes de forage et d'exploitation fructueux à East Texas, Jonah, Piceance et Fort Worth, partiellement contrebalancés par des arrêts de production (environ 90 Mpi^3/j) à Piceance et Jonah en raison de la faiblesse des prix.

La baisse des prix du gaz naturel aux États-Unis en 2009, exclusion faite de l'incidence des opérations de couverture, concorde avec les variations des prix de référence NYMEX, Rocheuses (Opal) et Texas (HSC); et des écarts de base. Les prix du gaz naturel reflètent en outre la variabilité causée par les prix et les volumes pondérés dans certains points de vente.

Les charges au titre de la taxe à la production de gaz naturel et des impôts miniers aux États-Unis se sont établies à 43 M\$ en 2009, en baisse de 44 M\$ ou 51 % par rapport à 2008, en raison essentiellement de la baisse du prix du gaz naturel.

Les frais de transport et de vente du gaz naturel aux États-Unis se sont établis à 123 M\$ en 2009, en baisse de 8 M\$, soit 7 %, comparativement à 2008, en raison du transport du gaz sur de plus grandes distances sur le réseau Rockies Express afin d'obtenir des prix plus élevés et de transporter des volumes supérieurs.

Les charges d'exploitation du gaz naturel aux États-Unis se sont établies à 82 M\$ en 2009, soit 19 M\$ ou 19 % de moins qu'en 2008, en raison de la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et de la baisse des frais de reconditionnement, de réparation et d'entretien ainsi que d'évacuation des eaux, légèrement contrebalancées par une hausse des taxes foncières et des salaires et avantages.

PÉTROLE BRUT ET LGN

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

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 70 M\$ au premier trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 66 M\$ découlant d'une diminution de 67 % des prix des LGN, sans tenir compte des opérations de couverture;
- un montant de 4 M\$ découlant d'une réduction de 12 % des volumes de LGN.

Les prix des LGN aux États-Unis se sont repliés de 67 % pour s'établir à 27,43 \$ le baril en 2009, comparativement à 82,22 \$ le baril en 2008, en raison principalement de la variation du prix de référence WTI.

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.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Les dépenses en immobilisations aux États-Unis, qui se sont établies à 540 M\$ au premier trimestre de 2009, ont ciblé surtout les principales zones de ressources East Texas, Jonah, Piceance et Fort Worth. L'augmentation de 21 M\$ par rapport à 2008 est principalement attribuable à l'accroissement des dépenses consacrées aux forages et aux installations dans le nord de la Louisiane, contrebalancé par la diminution de l'activité à la zone principale de ressources Piceance et par la baisse des coûts immobilisés au titre de la rémunération incitative à long terme. Le nombre de puits nets forés aux États-Unis a diminué pour passer de 178 en 2008 à 140 au premier trimestre de 2009.

ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

ACTIVITÉS DE FOSTER CREEK ET CHRISTINA LAKE

EnCana est 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 (à pleine capacité) de bitume, une fois les phases d'expansion actuelles terminées.

Comparaison des trimestres terminés les 31 mars 2009 et 2008

RÉSULTATS FINANCIERS

(en millions de dollars)	Pétrole	
	2009	2008
Produits, déduction faite des redevances	140 \$	261 \$
Gain (perte) réalisé sur les couvertures	23	(23)
Charges		
Transport et vente	66	120
Exploitation	40	41
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	57 \$	77 \$

VOLUMES DE PRODUCTION

	2009	2008				2007		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Pétrole brut (b/j)	34 729	35 068	31 547	24 671	29 376	27 190	28 740	27 994
Total (Mpi ³ e/j) ¹⁾	208	210	189	148	176	163	172	168

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

PÉTROLE BRUT

Les produits, déduction faite des redevances, compte tenu des opérations de couverture, ont diminué de 75 M\$ au premier trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008, pour les raisons suivantes :

- un montant de 81 M\$ découlant de la diminution des prix du pétrole brut, compte non tenu des opérations de couverture;
- un montant de 54 M\$ découlant de la diminution des prix moyens du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole brut;

contrebalancées par :

- des gains réalisés sur des opérations de couverture de 23 M\$ portant principalement sur du condensat utilisé pour des mélanges par rapport à des pertes de 23 M\$ ou 9,26 \$ le baril en 2008;
- un montant de 14 M\$ découlant d'une hausse de 23 % du volume de vente de pétrole brut attribuable à une augmentation de 18 % du volume de production et des variations des stocks;

Les prix du bitume attribués à Foster Creek/Christina Lake ont diminué de 55 % pour s'établir à 26,90 \$ le baril en 2009 par rapport à 59,67 \$ le baril en 2008, par suite des variations des prix de référence du pétrole brut WTI et WCS, contrebalancées par un rétrécissement des écarts moyens. En pourcentage du WTI, le WCS s'est établi à 79 % en 2009, comparativement à 78 % en 2008.

Les frais de transport et de vente du pétrole brut se sont établis à 66 M\$ en 2009, en baisse de 54 M\$ ou 45 % par rapport à 2008, en raison principalement d'une diminution des prix moyens du condensat utilisé pour les mélanges avec le pétrole lourd et de la variabilité des destinations de vente et des pipelines servant au transport.

Les charges d'exploitation attribuées au pétrole brut se sont établies à 40 M\$ en 2009, soit à peu près au même niveau qu'en 2008. La baisse des coûts du gaz combustible, la diminution des charges de rémunération à long terme attribuable à la variation du cours de l'action d'EnCana et le repli du dollar canadien par rapport au dollar américain ont été contrebalancés par une augmentation des frais de reconditionnement.

ACTIVITÉS EN AVAL

RÉSULTATS FINANCIERS

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Produits	926 \$	2 046 \$
Charges		
Exploitation	118	132
Produits achetés	749	1 821
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	59 \$	93 \$

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 (à pleine capacité).

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 (à pleine capacité) de pétrole brut WCS.

Les activités en aval ont comme objectif de raffiner environ 275 000 b/j de pétrole lourd (135 000 b/j d'équivalent bitume), principalement en carburant de transport, lors de l'achèvement du projet CORE en 2011. Au 31 mars 2009, les raffineries Wood River et Borger avaient une capacité de raffinage pouvant atteindre 145 000 b/j de pétrole lourd brut (70 000 b/j d'équivalent bitume).

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 88 % de cette capacité au premier trimestre de 2009, comparativement à 90 % à la même période en 2008. L'utilisation de pétrole brut aux raffineries a été inférieure en 2009, en raison principalement d'arrêts des activités unitaires de raffinage et de travaux d'entretien imprévus. Les produits raffinés ont été en moyenne de 421 000 b/j (210 500 b/j pour EnCana) au premier trimestre de 2009, comparativement à 435 000 b/j (217 500 b/j pour EnCana) en 2008.

Les produits achetés, principalement du pétrole brut, ont représenté 86 % des charges totales au premier trimestre de 2009, contre 93 % en 2008. 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 diminué de 55 % et de 59 %, respectivement, au premier trimestre de 2009, ce qui reflète la diminution importante du prix du pétrole brut contrebalancée par des marges de raffinage plus importantes.

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.

Les volumes de gaz produit à Athabasca se sont chiffrés à 42 Mpi³/j au premier trimestre de 2009 comparativement à 65 Mpi³/j en 2008. 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. Les volumes de pétrole produit à Senlac se sont établis à 2 069 b/j au premier trimestre de 2009 comparativement à 3 514 b/j en 2008. La diminution à Senlac est attribuable aux baisses de rendement normales.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Activités pétrolières intégrées – Canada	126 \$	208 \$
Raffinage en aval	202	55
Total – division Activités pétrolières intégrées	328 \$	263 \$

Les dépenses en immobilisations de la division Activités pétrolières intégrées, qui se sont établies à 328 M\$ au premier trimestre de 2009, ont ciblé surtout la poursuite des activités de mise en valeur des zones de ressources Foster Creek et Christina Lake ainsi que le projet CORE à la raffinerie Wood River. L'augmentation de 65 M\$ de dépenses en immobilisations au premier trimestre de 2009 par rapport à la même période en 2008 est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- les dépenses relatives au projet CORE à Wood River ont augmenté de 141 M\$ pour s'établir à 180 M\$ au premier trimestre de 2009 comparativement à 39 M\$ en 2008. Le projet 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);

partiellement contrebalancés par :

- la baisse des frais d'aménagement en raison du quasi-achèvement de l'expansion des phases D et E à Foster Creek au quatrième trimestre de 2008. 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 de la phase C;
- la diminution des frais de forage en raison principalement du forage de 39 puits d'essais stratigraphiques nets pour EnCana en 2009 (134 puits nets pour EnCana en 2008) à Foster Creek, Christina Lake, Borealis et Senlac en lien avec les phases de mise en valeur suivantes;
- la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et la diminution des coûts capitalisés liés à la rémunération incitative à long terme.

CHARGE D'AMORTISSEMENT ET D'ÉPUISEMENT

La charge totale d'amortissement et d'épuisement s'est établie à 983 M\$ au premier trimestre de 2009, en baisse de 52 M\$ ou 5 % par rapport à 2008.

CHARGE D'AMORTISSEMENT ET D'ÉPUISEMENT DES ACTIVITÉS EN AMONT

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

Comparaison de 2009 et de 2008

La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont s'est élevée à 900 M\$ au premier trimestre de 2009, en baisse de 66 M\$ ou 7 %, comparativement à 2008, pour les raisons suivantes :

- les taux d'amortissement et d'épuisement au Canada ont été moins élevés en 2009 qu'en 2008, essentiellement par suite de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'accroissement des réserves prouvées;
- les taux d'amortissement et d'épuisement aux États-Unis ont été moins élevés en 2009 qu'en 2008, en raison principalement de la diminution des coûts de mise en valeur futurs et de l'accroissement des réserves prouvées;

partiellement contrebalancées par :

- une augmentation de 3 % des volumes de production, principalement aux États-Unis ainsi qu'à Foster Creek et Christina Lake.

CHARGE D'AMORTISSEMENT ET D'ÉPUISEMENT DES 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 51 M\$ au premier trimestre de 2009, comparativement à 44 M\$ en 2008, 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)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Produits	492 \$	625 \$
Charges		
Exploitation	8	11
Produits achetés	473	607
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	11	7
Amortissement et épuisement	5	4
Bénéfice sectoriel	6 \$	3 \$

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.

Les produits et les charges liées aux produits achetés ont diminué au premier trimestre de 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la baisse des prix, partiellement contrebalancée par l'accroissement des volumes nécessaires pour les activités d'optimisation des marchés.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Aux premiers trimestres de 2009 et 2008, 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.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET AUTRES ACTIVITÉS

RÉSULTATS FINANCIERS

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Produits	133 \$	(1 094) \$
Charges		
Exploitation	26	-
Amortissement et épuisement	27	21
Bénéfice sectoriel (perte)	80 \$	(1 115) \$

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.

Les charges d'exploitation au premier trimestre de 2009 sont liées principalement à des pertes comptables évaluées à la valeur de marché sur des contrats de production d'électricité à long terme.

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.

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

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Produits	158 \$	(1 113) \$
Gaz naturel	(25)	17
Pétrole brut	133	(1 096)
Charges	22	(3)
	111	(1 093)
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	22	(356)
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts	89 \$	(737) \$

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. De plus amples renseignements sur les contrats d'instruments financiers figurent à la note 16 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

CHARGES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Administration	85 \$	156 \$
Intérêts débiteurs, montant net	104	134
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	17	21
Perte (gain) de change, montant net	58	95
(Gain) perte à la cession de participations	(1)	-

Les frais d'administration ont diminué de 71 M\$ au premier trimestre de 2009 comparativement à 2008, en raison principalement d'une baisse de 73 M\$ des charges de rémunération à long terme découlant de la variation du cours de l'action d'EnCana et de la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain, partiellement contrebalancées par un accroissement de l'effectif et une augmentation des salaires et d'autres charges connexes.

Les intérêts débiteurs nets ont diminué de 30 M\$ au premier trimestre de 2009 par rapport à 2008, en raison principalement de la diminution de l'encours moyen de la dette et du taux d'intérêt moyen pondéré moins élevé. La dette à long terme totale d'EnCana, y compris la partie à court terme, a diminué de 665 M\$ pour atteindre 9 442 M\$ au 31 mars 2009, comparativement à 10 107 M\$ au 31 mars 2008. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette d'EnCana à ce jour en 2009 s'est chiffré à 5,2 %, contre 5,6 % pour 2008.

La perte de change de 58 M\$ constatée au premier trimestre de 2009 résulte principalement des effets des fluctuations du taux de change sur la dette libellée en dollars américains émise au Canada qui ont été contrebalancés par la réévaluation de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise. Les autres gains et pertes de change découlent principalement du règlement d'opérations en devises et de la conversion d'actifs et de passifs monétaires d'EnCana.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le total des impôts sur les bénéfices s'est élevé à 284 M\$ au premier trimestre de 2009, soit un niveau pratiquement inchangé par rapport à la même période en 2008.

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;
- le financement international;
- 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

Aux premiers trimestres de 2009 et 2008, ces dépenses ont été axées principalement sur les systèmes d'information d'entreprise, les améliorations locatives et le mobilier de bureau.

Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Flux de trésorerie nets liés aux		
Activités d'exploitation	1 831 \$	1 758 \$
Activités d'investissement	(1 788)	(1 534)
Activités de financement	207	116
Gain (perte) de change sur la trésorerie et sur ses équivalents détenus en devises	(4)	(4)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	246 \$	336 \$

ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation ont augmenté de 73 M\$ au premier trimestre de 2009 comparativement à 2008. Les flux de trésorerie se sont établis à 1 944 M\$ au premier trimestre de 2009 comparativement à 2 389 M\$ à la même période en 2008. Les raisons de ces mouvements 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'actif et de passif, y compris des diminutions des comptes créditeurs et des charges à payer et des impôts à payer, contrebalancées par des baisses des comptes débiteurs et des produits à recevoir, 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 566 M\$ au 31 mars 2009, comparativement à 1 452 M\$ au 31 mars 2008. 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 ont augmenté de 254 M\$ au premier trimestre de 2009 comparativement à la même période en 2008. Les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions de biens, ont diminué de 320 M\$ au premier trimestre de 2009 par rapport à 2008. Les raisons de ces mouvements sont analysées dans les rubriques « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion. La hausse des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement découle des variations nettes des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et des variations nettes des investissements et autres éléments, contrebalancées par les réductions des dépenses en immobilisations et des acquisitions de biens.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Au premier trimestre de 2009, EnCana a procédé à l'émission de titres d'emprunt à long terme d'un montant net de 505 M\$, contre 664 M\$ en 2008. La dette à long terme totale d'EnCana, y compris la partie à court terme, s'établissait à 9 442 M\$ au 31 mars 2009, contre 10 107 M\$ au 31 mars 2008.

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 mars 2009, EnCana disposait de montants non utilisés en vertu des prospectus préalables pouvant atteindre 5 G\$, dont la disponibilité est fonction des conditions du marché.

EnCana dispose d'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 mars 2009, un montant de 4,0 G\$ de ce prospectus préalable était inutilisé, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. Ce prospectus, qui a été renouvelé en 2008, expire en avril 2010.

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. Au 31 mars 2009, un montant de 1,25 G\$ CA de ce prospectus préalable était inutilisé, sa disponibilité étant fonction des conditions du marché. Ce prospectus, qui a été renouvelé en 2007, expire en juin 2009. La Société prévoit le renouveler à l'échéance.

Au 31 mars 2009, EnCana disposait de facilités de crédit bancaires engagées non utilisées de 2,0 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 ». Le 2 mars 2009, Standard & Poor's a confirmé sa cote A- et a retiré EnCana de sa liste de surveillance. Les perspectives sont « négatives ». Le 5 mars 2009, DBRS Limited a maintenu sa cote à long terme, soit A (faible) « sous surveillance avec implications incertaines ».

EnCana a obtenu, en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières, l'autorisation de racheter des actions ordinaires aux termes d'une OPRA (offre publique de rachat d'actions). Au premier trimestre de 2009, EnCana n'a racheté aucune action ordinaire comparativement à 4,6 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale de 311 M\$ environ au cours de la même période en 2008. Au 31 mars 2009, le nombre d'actions ordinaires qu'EnCana sera autorisée à racheter en 2009 dans le cadre de la présente OPRA s'établit à 75 millions environ.

EnCana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires selon ce que décide le conseil d'administration. Les versements de dividendes ont totalisé 300 M\$ aux premiers trimestres de 2009 et de 2008. Ces dividendes ont été financés au moyen des flux de trésorerie.

Ratios financiers

	31 mars 2009	31 décembre 2008
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾	29 %	28 %
Ratio dette/BAIIA ajusté ²⁾	0,7x	0,7x

¹⁾ Les capitaux permanents, mesure hors 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 hors 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. 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.

Au 31 mars 2009, le ratio dette /capitaux permanents d'EnCana s'établissait à 29 % (28 % au 31 décembre 2008) et le ratio dette/BAIIA ajusté, à 0,7 fois (0,7 fois au 31 décembre 2008).

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

(en millions)	31 mars 2009	31 décembre 2008
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	750,4	750,2
Actions ordinaires émises dans le cadre de régimes d'options sur actions	0,2	3,0
Actions ordinaires rachetées	-	(2,8)
Actions ordinaires en circulation à la fin de la période	750,6	750,4
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – résultat dilué	751,4	751,8

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée n'était en circulation aux 31 mars 2009 et 2008.

Des options sur actions ordinaires ont été attribuées aux salariés en vertu de divers régimes. Au 31 mars 2009, environ 0,3 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 mars 2009, environ 23,0 millions d'options assorties de DAPVA étaient en circulation, dont 13,6 millions pouvaient être exercées.

En 2007, 2008 et 2009, EnCana a également accordé des droits alternatifs à la plus-value des actions liés au rendement (« DAPVAR ») dont les conditions d'acquisition de droits 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 DAPVAR qui ne sont pas acquis pendant la période d'acquisition sont éteints. Au 31 mars 2009, environ 19,1 millions de DAPVAR étaient en cours, dont 4,0 millions pouvaient être exercés.

En 2008, EnCana a accordé à certains salariés des droits à la plus-value des actions (« DPVA ») et des DPVA liés au rendement (« 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 conditions d'acquisition de droits et d'échéance pour les DPVAR sont 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 mars 2009, environ 5,9 millions de DPVA et de DPVAR étaient en cours et 0,5 million pouvaient être exercés.

Obligations contractuelles et éventualités

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

Les engagements d'emprunt à long terme d'EnCana, qui s'élevaient à 9 464 M\$ au 31 mars 2009, comprennent une tranche de 2 122 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. De plus amples renseignements sur la dette à long terme d'EnCana figurent à la note 10 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

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

En date du 31 mars 2009, 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 94 Gpi³ au prix moyen pondéré de 3,58 \$ 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.

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. Les liens de la Société avec Brown Haynesville constituaient un droit dans une EDDV du 25 septembre 2008 au 24 mars 2009. Pendant cette période, EnCana était le principal bénéficiaire de l'EDDV et consolidait les résultats de Brown Haynesville. Le 24 mars 2009, lorsque l'arrangement avec Brown Haynesville a été parachevé, les actifs ont été cédés à EnCana.

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 détenait 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\$ environ, réduisant ainsi l'échange de même nature admissible à 300 M\$ environ. Les liens de la Société avec Brown Southwest constituaient un droit dans une EDDV du 23 juillet 2008 au 19 janvier 2009. Pendant cette période, EnCana était le principal bénéficiaire de l'EDDV et consolidait les résultats de Brown Southwest. Le 19 janvier 2009, lorsque l'arrangement avec Brown Southwest 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. Toutes ces poursuites, sauf une, ont été réglées avant 2009, sans qu'une responsabilité quelconque ne soit admise.

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

Comme il est indiqué dans le rapport de gestion de la fin d'exercice, EnCana a adopté, en date du 1^{er} janvier 2009, le chapitre 3064, Écarts d'acquisition et actifs incorporels, du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana. Des renseignements supplémentaires sur la mise en oeuvre de la nouvelle norme figurent à la note 2 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

PRISES DE POSITION RÉCENTES EN COMPTABILITÉ

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 comparatives 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 oeuvre 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.

EnCana analyse actuellement les choix de conventions comptables et cerne les options de mise en oeuvre des modifications correspondantes aux processus, tout en mettant l'accent sur les éléments susceptibles d'avoir la plus grande incidence. Ceux-ci sont considérés comme ayant l'incidence la plus grande sur les états financiers d'EnCana ou présentant le plus grand risque en termes de complexité de la mise en oeuvre. Les éléments relevés à ce jour comprennent les immobilisations, les tests de dépréciation, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la rémunération à base d'actions, les avantages sociaux futurs et les impôts sur les bénéfices.

EnCana s'attend à ce que le passage aux normes IFRS ait un effet particulièrement important sur la comptabilisation de certaines activités en amont. EnCana suit les lignes directrices de l'ICCA sur la comptabilisation au coût entier aux fins des PCGR du Canada. Dans le cadre de la transition aux IFRS, EnCana devra adopter de nouvelles conventions comptables pour les activités en amont, y compris pour les frais de préexploration, les frais d'exploration et d'évaluation et les frais de mise en valeur. La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont sera calculée à un niveau de comptabilisation inférieur au niveau actuel (pays par pays, par centre de coûts). Les tests de dépréciation seront également effectués à un niveau inférieur au niveau actuel (pays par pays, par centre de coûts).

En septembre 2008, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié un exposé-sondage prévoyant des exemptions supplémentaires pour les entreprises qui adoptent les IFRS pour la première fois. Une exemption permettrait notamment aux entreprises qui utilisent la méthode de comptabilisation au coût entier de répartir la valeur comptable nette des immobilisations en amont (capitalisation du coût entier) sur les réserves au niveau des unités de comptabilisation lors de la transition aux IFRS. Cette exemption libérerait EnCana de l'application rétrospective des IFRS pour les immobilisations en amont. Au deuxième trimestre de 2009, l'IASB examinera l'exemption proposée, qu'EnCana a l'intention d'adopter si elle est approuvée et adoptée dans le cadre des IFRS. EnCana évalue également l'incidence de l'adoption d'autres exemptions lors de la transition initiale aux IFRS.

EnCana mettra à jour son plan de transition aux normes IFRS pour tenir compte des normes comptables nouvelles et modifiées publiées par l'IASB. 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.

Regroupements d'entreprises

En date du 1^{er} janvier 2011, EnCana devra adopter le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », du *Manuel* de l'ICCA qui remplace la norme précédente sur les regroupements d'entreprises. Ce chapitre exige que les actifs acquis et les passifs pris en charge à la suite d'un regroupement d'entreprises, les contreparties conditionnelles et certaines éventualités acquises soient évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. De plus, les coûts liés à l'acquisition et de restructuration doivent être comptabilisés séparément du regroupement d'entreprises et être inclus dans l'état des résultats. L'adoption de cette norme aura des incidences sur le traitement comptable des regroupements d'entreprises futurs.

États financiers consolidés

En date du 1^{er} janvier 2011, EnCana devra adopter le chapitre 1601, « États financiers consolidés », du *Manuel* de l'ICCA qui, avec le chapitre 1602 présenté ci-dessous, remplace l'ancienne norme sur les états financiers consolidés. Le chapitre 1601 établit les exigences pour la préparation des états financiers consolidés. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana.

Participations sans contrôle

En date du 1^{er} janvier 2011, EnCana devra adopter le chapitre 1602, « Participations sans contrôle », du *Manuel* de l'ICCA. Ce chapitre établit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. Il exige qu'une participation sans contrôle dans une filiale soit classée comme un élément distinct des capitaux propres. De plus, le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu sont attribués à la société mère et à la participation sans contrôle. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'EnCana.

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 adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles d'avoir des incidences sur ses activités. L'atténuation de ces risques englobe l'utilisation d'instruments financiers et de contrats physiques, des politiques en matière de crédit et d'exploitation, le maintien d'assurances adéquates, des politiques en matière d'environnement et de sécurité ainsi que des politiques et des procédures susceptibles d'avoir un effet sur sa réputation. De plus amples renseignements sur les risques spécifiques et leur atténuation figurent dans le rapport de gestion du 31 décembre 2008 et dans la note 16 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires.

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 et de ses coûts en capital. 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 essaie également de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.
3. Prévoir des scénarios de réductions futures de GES
EnCana continue de travailler en collaboration avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et de mesures de réduction. 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 GES 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.

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 de redevances 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 jusqu'à 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 classique 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 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la mise en place du programme *Energy Incentive* qui vise à protéger les emplois dans les forages et l'entretien. Deux volets de ce programme concernent EnCana : le crédit pour redevances de forage et l'encouragement au forage de nouveaux puits. Le premier est un crédit lié à la profondeur visant le forage de nouveaux puits de pétrole classique et de gaz entre le 1^{er} avril 2009 et le 1^{er} avril 2010. Le programme d'encouragement au forage de nouveaux puits prévoit un taux de redevance de 5 % pour les nouveaux puits de gaz et de pétrole classique qui entrent en production entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2010 pendant une période de 12 mois ou qui produisent 0,5 milliard de pieds cubes équivalents (« Gpi³e ») pour les puits de gaz ou 50 000 barils équivalents pétrole (« bep ») pour les puits de pétrole, selon la première éventualité.

Les incidences découlant du Régime de redevances, du programme de redevances de transition et du programme *Energy Incentive* modifient les caractéristiques économiques des activités d'exploitation en Alberta et sont, par conséquent, reflétées dans les programmes d'investissement 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 continue 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 actuellement 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 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. Au 31 mars 2009, le ratio dette /capitaux permanents s'établissait à 29 % et le ratio dette/BAIIA ajusté, à 0,7 fois.

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.

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.

EnCana prévoit de se concentrer sur l'accroissement de la production de gaz naturel au moyen de son portefeuille diversifié de zones de ressources non classiques existantes et nouvelles en Amérique du Nord, de la mise en valeur de ses ressources pétrolières *in situ* de grande qualité et de l'expansion de sa capacité de traitement de pétrole lourd en aval par l'entremise de sa coentreprise avec ConocoPhillips.

Les résultats d'EnCana sont influencés par des facteurs de marché externes comme les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, les mouvements des cours du change et les pressions inflationnistes exercées sur le coût des services. Pour de plus amples renseignements sur l'incidence de ces facteurs sur les résultats d'EnCana pour 2009, consulter 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 22 avril 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 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 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 pipelinier de l'Ouest canadien et des interruptions de production possibles dans les raffineries sur les prix futurs du pétrole brut au Canada; les projections quant au fait que les acceptations bancaires de la Société et le programme de billets de trésorerie continueront d'être soutenus entièrement par les facilités de crédit engagées et les facilités d'emprunt à terme; la conformité continue de la Société aux garanties financières de ses facilités de crédit; 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; 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 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; la capacité des zones de ressources non classiques de compenser la baisse future du rendement des zones de ressources classiques de gaz naturel et la capacité de la Société de continuer de remplir les conditions de paiement de ses fournisseurs. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques et des incertitudes, connus et inconnus, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la Société pour des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, de façon explicite ou implicite, dans ces énoncés prospectifs. Ces risques et incertitudes comprennent notamment la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses sur ceux-ci; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles d'EnCana; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence 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; 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.

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 4,5 à 4,7 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 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 22 avril 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 par action après dilution, les flux de trésorerie disponibles, le bénéfice d'exploitation, 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.