États financiers consolidés

Trimestre terminé le 31 mars 2003

EnCana Corporation

Rapport intermédiaire
Trimestre terminé le 31 mars 2003

EnCana Corporation

RÉSULTATS CONSOLIDÉS

(sans vérification) (en millions de dollars, sauf les montants par action)		Trimestres terminés les 31 mars **2003**		2002	
PRODUITS, DÉDUCTION FAITE DES REDEVANCES ET DES TAXES À LA PRODUCTION	*(note 3)*	**4 158**	**$**	1 061	$
CHARGES	*(note 3)*				
Transport et vente		**190**		49	
Exploitation		**516**		171	
Produits achetés		**1 427**		380	
Administration		**56**		17	
Intérêts, montant net		**86**		27	
(Gain) de change	*(note 5)*	**(294)**		(10)	
Amortissement et épuisement		**745**		214	
		2 726		848	
BÉNÉFICE NET AVANT L'ÉLÉMENT SUIVANT		**1 432**		213	
Charge d'impôts sur les bénéfices	*(note 6)*	**449**		82	
BÉNÉFICE NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**983**		131	
BÉNÉFICE NET DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES	*(note 4)*	**263**		2	
BÉNÉFICE NET		**1 246**	**$**	133	$
DISTRIBUTIONS SUR TITRES PRIVILÉGIÉS, DÉDUCTION FAITE DES IMPÔTS		**-6**		-	
BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES		**1 252**	**$**	133	$
BÉNÉFICE NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES PAR ACTION ORDINAIRE	*(note 9)*				
De base		**2,06**	**$**	0,51	$
Dilué		**2,03**	**$**	0,51	$
BÉNÉFICE NET PAR ACTION ORDINAIRE	*(note 9)*				
De base		**2,61**	**$**	0,52	$
Dilué		**2,57**	**$**	0,51	$

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS

(sans vérification) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars **2003**		2002	
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE	**4 684**	**$**	3 630	$
Bénéfice net	**1 246**		133	
Dividendes sur actions ordinaires et autres distributions, déduction faite des impôts	**(42)**		(25)	
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DU TRIMESTRE	**5 888**	**$**	3 738	$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Rapport intermédiaire
Trimestre terminé le 31 mars 2003

EnCana Corporation

BILAN CONSOLIDÉ

(sans vérification) (en millions de dollars)		**Au 31 mars 2003**		Au 31 décembre 2002	
ACTIF					
Actif à court terme					
Espèces et quasi-espèces		**273**	**$**	212	$
Comptes débiteurs et produits à recevoir		**2 303**		2 052	
Impôts sur les bénéfices à recouvrer		**48**		-	
Stocks		**467**		543	
Actif des activités abandonnées		**-**		1 482	
		3 091		4 289	
Immobilisations, montant net	*(note 3)*	**23 271**		23 770	
Placements et autres éléments d'actif		**460**		377	
Écart d'acquisition		**2 588**		2 886	
	(note 3)	**29 410**	**$**	31 322	$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES					
Passif à court terme					
Comptes créditeurs et charges à payer		**2 443**	**$**	2 390	$
Impôts sur les bénéfices à payer		**-**		14	
Passif des activités abandonnées		**-**		825	
Dette à court terme		**-**		438	
Partie à court terme de la dette à long terme	*(note 7)*	**100**		212	
		2 543		3 879	
Dette à long terme	*(note 7)*	**5 867**		7 395	
Crédits reportés et autres éléments de passif		**583**		585	
Impôts sur les bénéfices futurs		**5 423**		5 212	
Titres privilégiés d'une filiale		**-**		457	
		14 416		17 528	
Capitaux propres					
Titres privilégiés		**567**		126	
Capital-actions	*(note 8)*	**8 776**		8 732	
Options sur actions, montant net		**119**		133	
Surplus d'apport		**75**		61	
Bénéfices non répartis		**5 888**		4 684	
Écart de conversion		**(431)**		58	
		14 994		13 794	
		29 410	**$**	31 322	$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Rapport intermédiaire
Trimestre terminé le 31 mars 2003

EnCana Corporation

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(sans vérification) (en millions de dollars)		Trimestres terminés les 31 mars **2003**	2002
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net des activités poursuivies		**983 $**	131 $
Amortissement et épuisement		**745**	214
Impôts sur les bénéfices futurs	*(note 6)*	**414**	42
Autres		**(290)**	-
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies		**1 852**	387
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées		**-**	2
Flux de trésorerie		**1 852**	389
Variation nette des autres éléments d'actif et de passif		**(6)**	(26)
Variation nette du fonds de roulement hors caisse lié aux activités poursuivies		**54**	(242)
Variation nette du fonds de roulement hors caisse lié aux activités abandonnées		**-**	53
		1 900	174
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Dépenses en immobilisations	*(note 3)*	**(15 87)**	(481)
Produit de la cession d'immobilisations		**10**	3
(Acquisitions) cessions d'entreprises	*(note 2)*	**847**	-
Placements en actions		**(66)**	-
Variation nette des placements et autres		**(34)**	(17)
Variation nette du fonds de roulement hors caisse lié aux activités poursuivies		**(203)**	(31)
Activités abandonnées		**998**	-
		(35)	(526)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Remboursement de la dette à court terme		**(438)**	-
Émission de la dette à long terme		**(1 345)**	(80)
Émission d'actions ordinaires	*(note 8)*	**44**	18
Dividendes sur actions ordinaires		**(48)**	(25)
Paiements aux porteurs de titres privilégiés		**(8)**	-
Variation nette du fonds de roulement hors caisse lié aux activités poursuivies		**(5)**	(3)
Autres		**(1)**	-
		(1 801)	(90)
SOUSTRAIRE : PERTE DE CHANGE SUR LES ESPÈCES ET QUASI-ESPÈCES DÉTENUES EN DEVISES		**3**	2
AUGMENTATION (DIMINUTION) DES ESPÈCES ET QUASI-ESPÈCES		**61**	(444)
ESPÈCES ET QUASI-ESPÈCES AU DÉBUT DE L'EXERCICE		**212**	963
ESPÈCES ET QUASI-ESPÈCES À LA FIN DU TRIMESTRE		**273 $**	519 $

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Rapport intermédiaire
Trimestre terminé le 31 mars 2003

EnCana Corporation

Notes afférentes aux états financiers consolidés (sans vérification)

1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés intermédiaires englobent les comptes d'EnCana Corporation et ceux de ses filiales (la « société ») et sont présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. La société exerce ses activités dans les secteurs de l'exploration, de la production et de la commercialisation de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et de pétrole brut ainsi que dans ceux du stockage du gaz naturel, du traitement des liquides de gaz naturel et de la production d'énergie.

Les états financiers consolidés intermédiaires ont été dressés selon les mêmes conventions comptables et méthodes de calcul que les états financiers consolidés vérifiés annuels de l'exercice terminé le 31 décembre 2002. Les informations fournies ci-après complètent celles incluses dans les états financiers consolidés vérifiés annuels. Les états financiers consolidés intermédiaires doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés vérifiés annuels et des notes y afférentes de l'exercice terminé le 31 décembre 2002.

2. (ACQUISITIONS) ET CESSIONS D'ENTREPRISES

	31 mars			
(en millions de dollars)	**2003**		2002	
Acquisitions	**-179**	**$**	-	$
Cessions	**1 026**		-	
	847	**$**	-	$

Le 31 janvier 2003, la société a acquis les participations de Vintage Petroleum Inc. en Équateur en contrepartie de 179 M$ en espèces (116 M$ US). L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition et les résultats de l'entreprise acquise sont inclus dans les résultats consolidés d'EnCana depuis la date d'acquisition. L'acquisition a été comptabilisée comme suit :

(en millions de dollars)		
Fonds de roulement	**2**	**$**
Immobilisations	**194**	
Impôts sur les bénéfices futurs	**-17**	
	179	**$**

Le 28 février 2003, la société a vendu à Canadian Oil Sands Limited sa participation de 10 % dans la coentreprise Syncrude, en contrepartie de 1 026 M$ en espèces. Cette vente n'a donné lieu à aucun gain ni à aucune perte. La société a également accordé à Canadian Oil Sands Limited une option d'achat visant sa participation directe restante de 3,75 % dans la coentreprise Syncrude ainsi qu'un droit de redevance dérogatoire pour un produit en espèces de 417 M$.

3. INFORMATIONS SECTORIELLES

La société a défini ses activités poursuivies selon les secteurs suivants :

- Le secteur des activités en amont comprend l'exploration et la production de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et de pétrole brut. Les activités en amont sont exercées au Canada, aux États-Unis, au Royaume-Uni, dans le centre de la mer du Nord (R.-U.), en Équateur et elles comprennent aussi des activités d'exploration internationales dans le golfe du Mexique, le centre de la mer du Nord (R.-U.), au Moyen-Orient, en Afrique, en Australie, en Amérique latine et sur la côte est du Canada et dans la région frontalière au nord de l'Amérique du Nord.
- Le secteur des activités médianes et commercialisation englobe les activités de stockage du gaz, de traitement des liquides de gaz naturel et de production d'énergie ainsi que les activités de commercialisation aux termes desquelles la société achète et prend livraison de produits de tiers et les livre à des clients aux termes d'ententes de transport distinctes de celles qu'elle conclut à l'égard de sa propre production.

Conformément aux méthodes canadiennes de présentation de l'information que doit suivre le secteur du pétrole et du gaz, la société présente ses résultats financiers sectoriels en indiquant les produits avant tout paiement de redevances au comptant ou en nature.

Les activités qui ont été abandonnées sont décrites à la note 4.

Résultats d'exploitation (trimestres terminés les 31 mars)

(en millions de dollars)	Activités en amont		Activités médianes et commercialisation	
	2003	2002	**2003**	2002
Produits				
Produits bruts	**3 007 $**	654 $	**1 651 $**	479 $
Redevances et taxes à la production	**500**	68	**-**	-
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	**2 507**	586	**1 651**	479
Charges				
Transport et vente	**163**	44	**27**	5
Exploitation	**374**	110	**142**	61
Produits achetés	**-**	-	**1 427**	380
Amortissement et épuisement	**727**	203	**8**	5
Bénéfice sectoriel	**1 243 $**	229 $	**47 $**	28 $

	Données sectorielles		Données consolidées	
	2003	2002	**2003**	2002
Produits				
Produits bruts	**- $**	(4) $	**4 658 $**	1 129 $
Redevances et taxes à la production	**-**	-	**500**	68
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	**-**	(4)	**4 158**	1 061
Charges				
Transport et vente	**-**	-	**190**	49
Exploitation	**-**	-	**516**	171
Produits achetés	**-**	-	**1 427**	380
Amortissement et épuisement	**10**	6	**745**	214
Bénéfice sectoriel	**(10)**	(10)	**1 280**	247
Administration	**56**	17	**56**	17
Intérêts, montant net	**86**	27	**86**	27
(Gain) de change	**(294)**	(10)	**(294)**	(10)
	(152)	34	**(152)**	34
Bénéfice net avant impôts sur les bénéfices	**142**	(44)	**1 432**	213
Charge d'impôts sur les bénéfices	**449**	82	**449**	82
Bénéfice net des activités poursuivies	**(307) $**	(126) $	**983 $**	131 $

3. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)

Informations par région et par produit *(trimestres terminés les 31 mars)*

Activités en amont

	Production de gaz et de LGN											
	Canada				Montages Rocheuses (Etats-Unis)				Pétrole brut classique			
(en millions de dollars)	**2003**		2002		**2003**		2002		**2003**		**2002**	
Produits												
Produits bruts	**1 677**	**$**	358	$	**571**	**$**	32	$	**395**	**$**	204	$
Redevances et taxes à la production	**224**		28		**144**		7		**65**		33	
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	**1 453**		330		**427**		25		**330**		171	
Charges												
Transport et vente	**92**		31		**23**		-		**31**		8	
Exploitation	**135**		44		**15**		5		**102**		52	
Amortissement et épuisement	**402**		117		**100**		17		**147**		56	
Bénéfice sectoriel	**824**	**$**	138	$	**289**	**$**	3	$	**50**	**$**	55	$

	Syncrude				Équateur				Mer du Nord (R.-U.)			
	2003		2002		**2003**		2002		**2003**		**2002**	
Produits												
Produits bruts	**91**	**$**	-	$	**179**	**$**	-	$	**49**	**$**	44	$
Redevances et taxes à la production	**1**		-		**66**		-		**-**		-	
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	**90**		-		**113**		-		**49**		44	
Charges												
Transport et vente	**1**		-		**10**		-		**6**		5	
Exploitation	**43**		-		**22**		-		**4**		3	
Amortissement et épuisement	**7**		-		**35**		-		**34**		10	
Bénéfice sectoriel	**39**	**$**	-	$	**46**	**$**	-	$	**5**	**$**	26	$

	Propriétés non productives				Total du secteur des activités en amont			
	2003		2002		**2003**		2002	
Produits								
Produits bruts	**45**	**$**	16	$	**3 007**	**$**	654	$
Redevances et taxes à la production	**-**		-		**500**		68	
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production	**45**		16		**2 507**		586	
Charges								
Transport et vente	**-**		-		**163**		44	
Exploitation	**53**		6		**374**		110	
Amortissement et épuisement	**2**		3		**727**		203	
Bénéfice sectoriel	**(10)**	**$**	7	$	**1 243**	**$**	229	$

3. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)

Activités médianes et commercialisation

	Activités médianes		Commercialisation		Total du secteur des activités médianes et commercialisation	
	2003	2002	**2003**	2002	**2003**	**2002**
Produits						
Produits bruts	**481 $**	73 $	**1 170 $**	406 $	**1 651 $**	479 $
Charges						
Transport et vente	**-**	-	**27**	5	**27**	5
Exploitation	**120**	55	**22**	6	**142**	61
Produits achetés	**308**	-	**1 119**	380	**1 427**	380
Amortissement et épuisement	**7**	4	**1**	1	**8**	5
Bénéfice sectoriel	**46 $**	14 $	**1 $**	14 $	**47 $**	28 $

Dépenses en immobilisations

	31 mars	
(en millions de dollars)	**2003**	2002
Activités en amont		
Canada	**1 129 $**	348 $
États-Unis	**227**	87
Équateur	**110**	-
Royaume-Uni	**24**	39
Autres pays	**25**	3
Activités médianes et commercialisation	**54**	1
Activités non sectorielles	**18**	3
Total	**1 587 $**	481 $

Immobilisations et total de l'actif

	Immobilisations		Total de l'actif	
(en millions de dollars)	**Au 31 mars 2003**	Au 31 décembre 2002	**Au 31 mars 2003**	Au 31 décembre 2002
Activités en amont	**22 292 $**	22 836 $	**26 681 $**	27 132 $
Activités médianes et commercialisation	**774**	742	**2 314**	2 216
Activités non sectorielles	**205**	192	**415**	492
Actif des activités abandonnées	**-**	-	**-**	1 482
Total	**23 271 $**	23 770 $	**29 410 $**	31 322 $

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 24 avril 2002, la société a adopté des plans formels de cession de ses activités énergétiques commerciales menées à Houston, qui étaient incluses dans le secteur des activités médianes et commercialisation. Ces opérations ont donc été comptabilisées en tant qu'activités abandonnées. Presque toutes les activités avaient cessé au 31 décembre 2002.

Le 9 juillet 2002, la société a annoncé son intention de vendre sa participation en actions de 70 % dans le réseau de pipelines Cold Lake ainsi que sa participation de 100 % dans le réseau de pipelines Express. Les deux réseaux de pipelines de pétrole brut ont été acquis dans le cadre du regroupement d'entreprises avec Alberta Energy Company Ltd. le 5 avril 2002. Ces participations ont donc été inscrites dans les activités abandonnées. Le 2 janvier 2003 et le 9 janvier 2003, la société a conclu la vente de ses participations dans le réseau de pipelines Cold Lake et dans le réseau de pipelines Express, pour une contrepartie totalisant environ 1,6 G$, y compris la prise en charge de la dette à long terme connexe, et elle a inscrit un gain après impôts de 263 M$.

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES (suite)

L'incidence des activités abandonnées sur les états financiers consolidés d'EnCana est présentée dans le tableau suivant :

Résultats consolidés

(en millions de dollars)	Exercices terminés les 31 mars **2003**		2002*	
Produits	**-**	**$**	746	$
Charges				
Exploitation	**-**		-	
Produits achetés	**-**		733	
Administration	**-**		10	
(Gain) à l'abandon	**(343)**		-	
	(343)		743	
Bénéfice net avant impôts sur les bénéfices	**343**		3	
Charge d'impôts sur les bénéfices	**80**		1	
Bénéfice net des activités abandonnées	**263**	**$**	2	$

* Le tableau ci-dessus ne contient aucun renseignement financier lié aux pipelines du secteur des activités médianes car, à ce moment, EnCana ne détenait pas les pipelines abandonnés.

5. (GAIN) DE CHANGE

(en millions de dollars)	31 mars **2003**		2002	
(Gain) de change à la conversion de la dette en dollars US	**(245)**	**$**	(2)	$
Autres (gains) de change	**(49)**		(8)	
	(294)	**$**	(10)	$

6. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

(en millions de dollars)	**Au 31 mars 2003**		Au 31 décembre 2002	
Charge d'impôts sur les bénéfices				
Impôts exigibles				
Canada	**23**	**$**	37	$
États-Unis	**-**		-	
Équateur	**12**		-	
Royaume-Uni	**-**		3	
	35		40	
Impôts futurs	**414**		42	
	449	**$**	82	$

7. DETTE À LONG TERME

(en millions de dollars)	**Au 31 mars 2003**		Au 31 décembre 2002	
Dette libellée en dollars canadiens				
Crédit renouvelable et emprunts à terme	**333**	**$**	1 388	$
Billets et débentures non garantis	**1 825**		1 825	
	2 158		3 213	
Dette libellée en dollars américains				
Crédit renouvelable et emprunts à terme en dollars américains	**469**		696	
Billets et débentures non garantis en dollars américains	**3 251**		3 608	
	3 720		4 304	
Augmentation de la valeur de la dette prise en charge	**89**		90	
Partie à court terme de la dette à long terme	**(100)**		(212)	
	5 867	**$**	7 395	$

7. DETTE À LONG TERME (suite)

A) Augmentation de la valeur de la dette prise en charge

Certains billets et débentures de la société ont été pris en charge dans le cadre du regroupement d'entreprises avec Alberta Energy Company Ltd. le 5 avril 2002 et ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition. L'écart entre la juste valeur et le montant en capital de la dette est amorti sur la durée résiduelle de son encours, soit environ 24 ans.

8. CAPITAL-ACTIONS

	31 mars 2003			31 décembre 2002		
(en millions de dollars)	**Nombre**	**Montant**		Nombre	Montant	
Actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	**478,9**	**8 732**	**$**	254,9	196	$
Actions émises aux actionnaires d'AEC	**-**	**-**		218,5	8 397	
Actions émises en vertu des régimes d'options	**1,7**	**44**		5,5	139	
Actions ordinaires en circulation à la fin du trimestre	**480,6**	**8 776**	**$**	478,9	8 732	$

La société s'est dotée d'un régime de rémunération à base d'actions (le « régime d'EnCana »), qui permet aux salariés d'acheter des actions ordinaires de la société. Les prix de levée des options avoisinent le cours du marché des actions ordinaires à la date d'émission des options. Les options octroyées en vertu du régime peuvent habituellement être levées en totalité après trois ans. Ces options expirent cinq ans après la date d'octroi. Les options octroyées en vertu des régimes de remplacement antérieurs d'EnCana et de Canadien Pacifique Limitée viennent à échéance dix ans après la date d'octroi.

Les tableaux qui suivent résument l'information relative aux options visant l'achat d'actions ordinaires au 31 mars 2003 :

	Options sur actions (en millions)	**Prix de levée moyen pondéré ($)**
En circulation au début de l'exercice	**29,6**	**39,74**
Octroyées en vertu du régime d'EnCana	**0,3**	**48,00**
Levées	**(1,7)**	**25,80**
Frappées d'extinction	**(0,5)**	**46,46**
En circulation à la fin du trimestre	**27,7**	**40,57**
Pouvant être levées à la fin du trimestre	**15,9**	**35,00**

	Options en cours			Options pouvant être levées	
Fourchette des prix de levée ($)	Nombre d'options en cours (en millions)	Durée de vie contractuelle restante moyenne pondérée (en années)	Prix de levée moyen pondéré ($)	Nombre d'options en cours (en millions)	Prix de levée moyen pondéré ($)
De 13,50 à 19,99	2,7	1,2	18,88	2,7	18,88
De 20,00 à 24,99	1,8	2,1	22,24	1,8	22,24
De 25,00 à 29,99	2,9	2,1	26,57	2,9	26,57
De 30,00 à 43,99	1,7	2,9	38,76	1,5	38,25
De 44,00 à 53,00	18,6	3,9	47,91	7,0	47,43
	27,7	3,0	40,57	15,9	35,00

Dans ses états financiers consolidés, la société n'inscrit aucune charge de rémunération relative aux options octroyées aux salariés et aux administrateurs. Si la méthode de comptabilité à la juste valeur avait été employée, le bénéfice net et le bénéfice net par action ordinaire de la société avoisineraient les montants pro forma suivants :

8. CAPITAL-ACTIONS (suite)

(en millions de dollars, à l'exception des montants par action)	31 mars **2003**	2002*
Coûts de rémunération	**13**	5
Bénéfice net		
Montant déjà établi	**1 246**	133
Montant pro forma	**1 233**	128
Bénéfice net par action ordinaire		
De base		
Montant déjà établi	**2,61**	0,52
Montant pro forma	**2,58**	0,50
Dilué		
Montant déjà établi	**2,57**	0,51
Montant pro forma	**2,55**	0,49

La juste valeur de chaque option octroyée est évaluée à la date d'octroi à l'aide du modèle Black et Scholes d'évaluation du prix des options, et en fonction des données moyennes pondérées suivantes pour les octrois :

	31 mars **2003**		2002	
Juste valeur moyenne pondérée des options octroyées	**13,05**	**$**	11,94	$
Taux d'intérêt sans risque	**4,19**	**%**	4,46	%
Durées prévues (en années)	**3,00**		3,00	
Volatilité prévue	**0,33**		0,35	
Dividende annuel par action	**0,40**	**$**	0,40	$

9. MONTANTS PAR ACTION

Le nombre d'actions ordinaires ayant servi au calcul du bénéfice net par action est résumé dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	31 mars **2003**	2002
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ayant servi au calcul du résultat de base	**479,9**	255,3
Incidence des titres dilutifs	**7,0**	5,7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation ayant servi au calcul du résultat dilué	**486,9**	261,0

10. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

Les gains non constatés (pertes) liés aux activités de gestion des risques s'établissent comme suit :

(en millions de dollars)		**Au 31 mars 2003**	
Risque lié au prix des marchandises	*(note A)*		
Gaz naturel		**98**	**$**
Pétrole brut		**(181)**	
Optimisation de l'entreposage du gaz		**7**	
Énergie		**(3)**	
Risque de change		**(15)**	
Risque de taux d'intérêt		**58**	
		(36)	**$**

Des renseignements sur le risque de change et le risque de taux d'intérêt liés aux contrats en cours au 31 décembre 2002 sont présentés à la note 19 afférente aux états financiers consolidés vérifiés annuels de la société. Aucun nouveau contrat important n'avait été conclu au 31 mars 2003.

10. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES (suite)

A) Risque lié aux prix des marchandises

Gaz naturel

Au 31 mars 2003, la juste valeur des instruments financiers utilisés dans le cadre des activités de gestion du risque lié au gaz atteignait 63 M$. Les contrats s'établissaient comme suit :

	Volumes théoriques *(en millions de pieds cubes par jour)*	Matériel/ financier	Terme
Contrats de vente			
Prix fixe AECO	352	Financier	2003 à 2004
Prix fixe AECO	6	Matériel	2003
Prix fixe AECO	74	Financier	2003 à 2004
Prix fixe AECO	10	Matériel	2003
Tunnel AECO	71	Financier	2004
Prix fixe Nymex	110	Financier	2003 à 2004
Allégement d'Alliance Pipeline	32	Financier	2003
Prix fixe Nymex par rapport au prix de base AECO	243	Financier	2003 à 2007
Prix fixe Nymex par rapport au prix de base Rockies	158	Financier	2003 à 2007
Prix fixe Nymex par rapport au prix de base Rockies	214	Matériel	2003 à 2007
Tunnels Nymex	47	Matériel	2003 à 2007
Contrats d'achat			
Allégement d'Alliance Pipeline	35	Matériel	2003
Combustible	10	Matériel	2003
Opérations financières, commercialisation du gaz			
Opérations matérielles, commercialisation du gaz			

	Prix		Gain non constaté (perte) *(millions $ CA)*	
Contrats de vente				
Prix fixe AECO	6,26	$ CA / mpi^3	(55)	$
Prix fixe AECO	5,88	$ CA / mpi^3	(1)	
Prix fixe AECO	2,96	$ US / Mbtu	(110)	
Prix fixe AECO	3,34	$ US / Mbtu	(5)	
Tunnels AECO	5,34 à 7,52	$ CA / mpi^3	3	
Prix fixe Nymex	3,97	$ US / Mbtu	(106)	
Allégement d'Alliance Pipeline	3,92	$ US / Mbtu	(16)	
Prix fixe NYMEX par rapport au prix de base AECO	-0,51	$ US / Mbtu	62	
Prix fixe NYMEX par rapport au prix de base Rockies	-0,45	$ US / Mbtu	117	
Prix fixe NYMEX par rapport au prix de base Rockies	-0,48	$ US / Mbtu	148	
Tunnels Nymex	2,08 à 4,52	$ US / Mbtu	(11)	
Contrats d'achat				
Allégement d'Alliance Pipeline	3,24	$ CA / mpi^3	33	
Combustible	5,15	$ CA / mpi^3	4	
			63	
Opérations financières, commercialisation du gaz			12	
Opérations matérielles, commercialisation du gaz			23	
			98	$

La juste valeur des instruments financiers associés aux activités de commercialisation du gaz correspondait à un gain non constaté de 12 M$. Ces activités font partie de l'exploitation courante de la gestion privée de la production de la société et les opérations financières sont directement liées aux ventes matérielles. Les opérations matérielles correspondantes donnent lieu à un gain non constaté de 23 M$.

10. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES (suite)

Pétrole brut
Au 31 mars 2003, les activités de gestion du risque lié au pétrole de la société donnaient lieu à une perte non constatée de 181 M$. Les contrats s'établissaient comme suit :

	Volumes théoriques (*barils par jour)*	Terme	Prix moyen *($ US par baril)*	Gain non constaté (perte) *(millions $ CA)*	
Prix fixe WTI NYMEX	85 000	2003	25,28	(77)	$
Prix fixe WTI NYMEX	62 500	2004	23,13	(53)	
Tunnels sur WTI NYMEX	40 000	2003	21,95 à 29,00	(16)	
Tunnels sur WTI NYMEX	62 500	2004	20,00 à 25,69	(35)	
				(181)	$

Optimisation de l'entreposage du gaz
Dans le cadre de son programme d'optimisation de l'entreposage du gaz, la société a conclu dans différents endroits des contrats d'instruments financiers aux modalités variées pour les 12 prochains mois afin de gérer la volatilité des prix des opérations et des stocks matériels correspondants.

Au 31 mars 2003, le gain non constaté sur les instruments financiers se chiffrait à 10 M$ et s'établissait comme suit :

	Volumes théoriques *(milliards de pieds cubes)*	Prix *($ US par millier de pieds cubes)*	Gain non constaté (perte) *(millions $ CA)*	
Achats	153,5	5,27	(15)	$
Ventes	165,4	5,38	25	
			10	
Contrats matériels			(3)	
			7	$

Le gain total non constaté de 7 M$ ne reflète pas les gains non constatés sur les stocks matériels entreposés.

Liquides du gaz naturel
Au 31 décembre 2002, Kinetic Resources (U.S.A.) société en nom collectif dans laquelle la société détient une participation de 75 %, avait vendu des options d'achat et était partie à divers contrats d'achat et de vente à prix fixe qui sont depuis venus à échéance.

Énergie
Dans le cadre du regroupement d'entreprises avec AEC, la société a acquis deux contrats d'électricité. Ces contrats ont initialement été conclus aux termes d'une stratégie de gestion des coûts d'électricité. Au 31 mars 2003, la perte non constatée à l'égard de ces contrats se chiffrait à 3 M$.

11. RECLASSEMENT

Certaines informations des périodes antérieures ont été reclassées selon la présentation adoptée en 2003.