

**VOLUMES TOTAUX POUVANT ÊTRE PROTÉGÉS**  
**PLAFOND APPLICABLE AUX CONTRATS**  
**D'ÉCHANGE À PRIX FIXE**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Résumé des propositions du programme de dérivés financiers</b> .....	<b>3</b>
<b>Balise temporelle</b> .....	<b>4</b>
<b>Limites financières des prix d'exercice</b> .....	<b>4</b>
1. Les contrats d'échange .....	4
2. Prix d'exercice maximal pour les options ou combinaisons d'outils .....	5
<b>Limites volumétriques</b> .....	<b>7</b>
1. Facteur de déplacement .....	7
a) Méthodologie .....	7
b) Résultats .....	10
2. Facteur d'incertitude .....	13
a) Modification proposée .....	13
b) Résultats .....	15
<b>Annexe A</b> .....	<b>17</b>
<b>Annexe B</b> .....	<b>18</b>
<b>Annexe C</b> .....	<b>19</b>
<b>Annexe D</b> .....	<b>20</b>

1 **RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS DU PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS**

- 2
- 3 **MODIFICATIONS PROPOSÉES**
- 4 ➤ **MODIFIER LE FACTEUR D'INCERTITUDE**
- 5     **POUR LE RENDRE PLUS FLEXIBLE.**
- 6
- 7 **OUTILS AUTORISÉS**
- 8 • Contrat d'échange à prix fixe
- 9 • Achat et vente d'options d'achat et de
- 10 vente
- 11 • Combinaison des outils précités
- 12
- 13 **BALISE TEMPORELLE**
- 14 • Couverture maximale : Ne dépassant
- 15 pas le 31 octobre 2009.
- 16
- 17 **ENVELOPPE BUDGÉTAIRE POUR LE PAIEMENT**
- 18 **DES PRIMES**
- 19 • Maximum de 1,5 % du coût annualisé
- 20 du service de fourniture de gaz naturel
- 21 de SCGM et de gaz de compression
- 22
- 23 **PRIX MAXIMAL POUR CONTRATS D'ÉCHANGE**
- 24 **ET PLANCHER DE COLLIERS**
- 25 • 7,41 \$/GJ à AECO équivalent MTL
- 26
- 27 **PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR L'ACHAT**
- 28 **DES OPTIONS AVEC UNE ÉCHÉANCE**
- 29 **INFÉRIEURE À :**
- 30 • Octobre 2006 : 12,00 \$/GJ à AECO
- 31 • Octobre 2007 : 10,90 \$/GJ à AECO <sup>(1)</sup>
- 32 • Octobre 2008 : 10,02 \$/GJ à AECO <sup>(1)</sup>
- 33 • Octobre 2009 : 9,29 \$/GJ à AECO <sup>(1)</sup>

34

35 **BALISES VOLUMÉTRIQUES**

	<b>Nov. 2005 – Oct. 2006</b>	<b>Nov. 2006 – Oct. 2007</b>	<b>Nov. 2007 – Oct. 2008</b>	<b>Nov. 2008 – Oct. 2009</b>
Service de fourniture de gaz naturel de SCGM et de gaz de compression				
En PJ/an	91,010	82,464 <sup>(2)</sup>	74,721 <sup>(2)</sup>	67,704 <sup>(2)</sup>
En 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an	2 402	2 176	1 972	1 787
Portefeuille cible de protection <sup>(3)</sup>	20-75 %	0-75 %	0-56 %	0-42 %
Volumes annuels à protéger				
En PJ/an	18,2 - 68,3	0 – 61,8	0 – 42,0	0 – 28,6
En 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an	480 -1 801	0 -1 632	0 - 1104	0 – 750
Volumes maximums – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels)				
En PJ/mois	11,376	10,308	7,005	4,760
En 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /mois	300	272	184	125

- 36 (1) Source : **CIBC World Markets**, Energy Update, Friday April 01, 2005 (voir annexe D)
- 37 (2) Estimé en fonction de la courbe de déplacement calculée
- 38 (3) Établi en fonction du facteur d'incertitude calculé

1 **BALISE TEMPORELLE**

2 La balise temporelle est la période débutant le 1<sup>er</sup> novembre 2005 et se terminant le 31 octobre  
3 2009, période de 48 mois qui demeure fixe durant l'application de l'année tarifaire.

4 **LIMITES FINANCIÈRES DES PRIX D'EXERCICE**

5  
6 **1. LES CONTRATS D'ÉCHANGE**

7 SCGM est toujours d'avis qu'il est primordial de baliser l'utilisation des outils financiers en  
8 regard de la compétitivité du gaz naturel dans sa franchise. Toutefois, une telle limite peut  
9 s'avérer limitative lors de hausses soutenues du prix. Tel qu'illustré au tableau de l'annexe A,  
10 avec un prix de 7,41 \$/GJ, SCGM est compétitive (à parité avec l'électricité) pour plus de 91 %  
11 de la clientèle commerciale en service de fourniture. SCGM recommande d'utiliser un prix de  
12 7,41 \$/GJ comme borne maximale pour les contrats d'échange dans le but de maintenir une  
13 marge de manœuvre suffisante tout en restant très compétitive.

14  
15 Pour être compétitive avec 100 % de la clientèle commerciale, SCGM devrait utiliser un prix  
16 maximal pour le contrat d'échange de 6,53 \$/GJ (voir annexe A). Aux niveaux actuels des prix,  
17 cette limite empêcherait toute fixation des prix à l'aide de contrats d'échange pour l'ensemble  
18 des périodes sur lesquelles le programme de dérivés financiers peut agir. De plus, il est  
19 important de noter que tout comme l'année dernière, le dollar canadien a continué de  
20 s'apprécier face au dollar américain. Comme le marché à AECO est principalement déterminé  
21 par le marché NYMEX, qui transige en dollars américains, un affaiblissement de la devise  
22 canadienne, qui est probable compte tenu de la situation politique canadienne, entraînerait une  
23 forte augmentation des prix du gaz naturel sur le marché AECO. Le risque de voir le dollar  
24 canadien se déprécier si les taux d'intérêt augmentent plus rapidement aux États-Unis qu'au  
25 Canada continue de constituer un argument additionnel militant en faveur d'une augmentation  
26 de la borne maximale pour les contrats d'échange à 7,41 \$/GJ. Les prix pour contrats  
27 d'échanges en date du 1<sup>er</sup> avril 2005, sont présentés aux tableaux suivants.

1

2 **Tableau 1**

PÉRIODE	PRIX FIXE DES CONTRATS D'ÉCHANGE (AECO) <sup>(1)</sup>
Mai 2005 – Octobre 2005	8,08 \$
Novembre 2005 – Octobre 2006	8,03 \$
Novembre 2006 – Octobre 2007	7,29 \$
Novembre 2007 – Octobre 2008	6,71 \$
Novembre 2008 – Octobre 2009	6,22 \$

3

4 **Tableau 2**

PÉRIODE D'HIVER	PRIX FIXE DES CONTRATS D'ÉCHANGE (AECO) <sup>(1)</sup>
Novembre 2005 – Mars 2006	8,89 \$
Novembre 2006 – Mars 2007	8,06 \$
Novembre 2007 – Mars 2008	7,32 \$ ( <i>estimé</i> )
Novembre 2008 – Mars 2009	6,77 \$ ( <i>estimé</i> )

5

6 (1) Source : **CIBC World Markets**, Energy Update, Friday April 01, 2005 (voir annexe D)

7

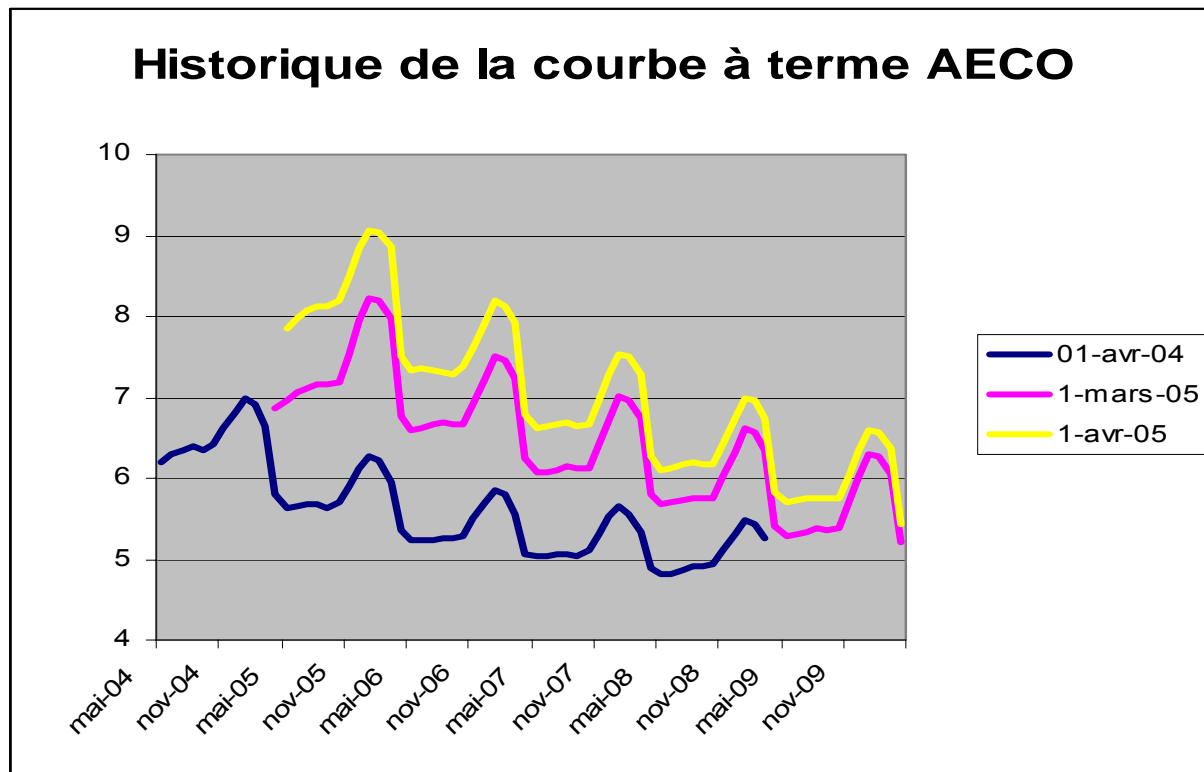
## 8 **2. PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR LES OPTIONS OU COMBINAISONS D'OUTILS**

9 SCGM recommande que le prix d'exercice maximal soit augmenté à 12,00 \$/GJ, à l'achat.  
10 Cette augmentation du prix maximal permettrait une plus grande marge de manœuvre en  
11 contexte de prix élevé. L'augmentation à 12,00 \$/GJ est en ligne avec l'augmentation proposée  
12 pour les contrats d'échange. Il est important de souligner que le prix de 12,00 \$/GJ représente  
13 en fait le prix maximal d'exercice et non pas un objectif de prix d'exercice, l'objectif étant d'avoir  
14 le prix plafond le plus bas possible. Dans cette optique et dans la mesure où les prix demeurent  
15 extrêmement volatils, il est de l'opinion de SCGM que le prix d'exercice maximal à l'achat de  
16 12,00 \$/GJ est approprié. Effectivement, la forte demande mondiale de matière fossile continue  
17 d'exercer des pressions à la hausse sur l'ensemble des produits pétroliers et par ricochet sur le  
18 prix du gaz naturel. Il est de l'avis de SCGM que l'utilisation d'options d'achat peut s'avérer un

1 puissant outil de contrôle des prix lorsque le marché subit des chocs sur l'offre. La marge de  
2 manœuvre additionnelle permise par un prix d'exercice maximal pour les options d'achat à  
3 12,00 \$/GJ est donc nécessaire. Le graphique suivant montre l'évolution de la courbe à terme  
4 et on y remarque le fort déplacement à la hausse de la courbe depuis l'année dernière.

5  
6

Graphique 1



7  
8 Source: Bloomberg et CIBC.

9

10 SCGM continue de ne recommander aucun prix maximal à la vente d'options d'achat, car plus  
11 le prix d'exercice est élevé, moins la vente de l'option est sujette à diminuer l'efficacité de la  
12 couverture. En effet, la vente d'une option d'achat à un prix d'exercice plus élevé augmente le  
13 niveau de la limite de protection pour les stratégies de colliers à remboursement maximal, de  
14 même que pour les prix fixes à remboursement maximum.

15

1 Le prix d'exercice maximal pour les options est établi de la façon suivante :

2

- 3 • Pour les outils ayant échéance d'un (1) an et moins, le prix d'exercice passera donc à
- 4 12,00 \$/GJ à AECO, si la Régie l'autorise.
- 5 • Pour les outils ayant une échéance de plus d'un (1) an, le prix d'exercice fait l'objet
- 6 d'indexation, tel que présenté dans la pièce SCGM-1, document 3, page 9 de la cause
- 7 tarifaire 2002 (R-3463-2001).

8

9 Par exemple, pour des options ayant une échéance en octobre 2007, le prix d'exercice se

10 calculera de la façon suivante :

$$11 \quad I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2007}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2006}} = \frac{7,29}{8,03} = 0,908$$

12

$$13 \quad \text{Prix d'exercice} = 12,00 \text{ \$/GJ} \times 0,908 = 10,90 \text{ \$/GJ}$$

14

15

16 Pour des options ayant une échéance en octobre 2008, le prix d'exercice se calculera de la

17 façon suivante :

$$18 \quad I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2008}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2007}} = \frac{6,71}{7,29} = 0,920$$

19

$$20 \quad \text{Prix d'exercice} = 10,90 \text{ \$/GJ} \times 0,920 = 10,02 \text{ \$/GJ}$$

21

22

23 De même, pour des options ayant une échéance en octobre 2009, le prix d'exercice se

24 calculera de la façon suivante :

$$25 \quad I_v = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2009}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2008}} = \frac{6,22}{6,71} = 0,927$$

26

$$27 \quad \text{Prix d'exercice} = 10,02 \text{ \$/GJ} \times 0,927 = 9,29 \text{ \$/GJ}$$

28

## 29 **LIMITES VOLUMÉTRIQUES**

### 30 **1. FACTEUR DE DÉPLACEMENT**

31

#### 32 **a) Méthodologie**

33 L'utilisation de dérivés financiers n'étant pas spéculative, il importe de s'assurer que les

34 volumes protégés dans le temps ne dépassent jamais les volumes en service de fourniture

35

1 de gaz naturel de SCGM. Le facteur de déplacement établit une courbe de migration<sup>1</sup>  
2 maximale des volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM. Il est possible  
3 d'établir avec une certaine assurance les volumes qui seront vendus en service de  
4 fourniture de gaz naturel de SCGM pour l'année courante. En effet, un client qui opte pour  
5 ce service de fourniture doit le faire pour une durée minimale de douze mois. Pour ce qui  
6 est des années subséquentes, SCGM a procédé à une évaluation statistique d'un intervalle  
7 unilatéral à gauche.

8  
9 L'approche préconisée pour quantifier ce facteur de déplacement peut, à l'occasion, poser  
10 certaines difficultés mathématiques. Afin d'aider le lecteur à saisir les rudiments de la  
11 démarche, il est à propos de résumer les étapes de quantification.

12  
13 Étapes :

- 14 1. À l'aide d'une série historique, il s'agit d'abord de mesurer la variation mensuelle des  
15 volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM.
- 16  
17 2. Il devient dès lors possible de calculer, sur une période donnée, la moyenne et l'écart  
18 type associés à ces variations.
- 19  
20 3. Il est présumé que les variations suivent une distribution normale ayant une espérance  
21 nulle<sup>2</sup> ( $\mu = 0$ ) et un écart type ( $\sigma$ ) annualisé.
- 22  
23 4. L'écart type décrit à l'étape précédente est affecté d'un indicateur de confiance  $Z_\alpha$   
24 correspondant à une probabilité d'occurrence supérieure ou égale à  $\alpha$ . La valeur  
25  $-Z_\alpha \times \sigma$  mesure donc un taux de migration ( $\varphi$ ) extrêmement défavorable de la  
26 clientèle en service de fourniture.
- 27

---

<sup>1</sup> Le terme "migration" représente toute diminution des volumes de service en fourniture.

<sup>2</sup> Compte tenu de l'état du marché québécois du gaz naturel, il n'y a présentement pas de raison pour s'attendre à une croissance plutôt qu'à une décroissance des volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM. Voilà donc pourquoi, il est supposé que les volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM oscilleront vraisemblablement autour des volumes actuels ou, autrement dit, que la moyenne des variations est nulle.

1 Le facteur de déplacement fixant les limites temporelles d'approvisionnement est donc le  
 2 résultat d'une relation entre les volumes en service de fourniture et le temps. Cette relation  
 3 s'écrit sous la forme suivante :

$$4 \quad FD_t = (1-\varphi)^{(t-1)} \times VSF, \quad \forall t;$$

5  
 6 en terme absolu (PJ), et :

$$7 \quad FD_t = (1-\varphi)^{(t-1)}, \quad \forall t;$$

8  
 9 en proportion (%)

10 Où :  $FD_t$  : facteur de déplacement au temps t  
 11  $\varphi$  : taux de substitution  
 12  $t$  : année  
 13  $VSF$  : volumes actuels du service de fourniture de gaz naturel de SCGM  
 14

15 Comme mentionné à la troisième étape, il est présumé que les variations suivent une  
 16 distribution normale. Il est donc approprié de le démontrer.

17  
 18 **Test de normalité des variations des volumes de gaz en service de fourniture :**

19 À partir des volumes en service de fourniture de novembre 2001 à mars 2005 (soit 41  
 20 données), SCGM calcule 40 variations selon la formule suivante :

$$21 \quad R_i = \ln\left(\frac{V_i}{V_{i-1}}\right), \quad i = 2, \dots, 41$$

22 où  $R_i$  : Variations sur les volumes de service en fourniture  
 23  $V_i$  : Volume en service de fourniture  
 24

25 Statistique sur les variations :

26 Moyenne : -0,0019  
 27 Volatilité : 0,0165  
 28 Coefficient de symétrie : -0,4353  
 29 Coefficient d'aplatissement : -0,3718  
 30  
 31 Statistique D de Lilliefors : 0,1185  
 32 Référence au niveau 95 % : 0,1401  
 33

34 Donc, étant donné que la statistique D de Lilliefors est inférieure à la valeur de référence, le  
 35 test ne rejette pas l'hypothèse de normalité au niveau 95 %.  
 36  
 37

**b) Résultats**

Tel que présenté ci-dessus, la méthodologie quant au facteur de déplacement reste identique à celle décrite par SCGM dans le cadre de la cause tarifaire 2003 (R-3484-2002).

Les données historiques utilisées sont les achats sur une période de 12 mois allant de novembre 2001 jusqu'à mars 2005 (voir annexe B). De ce fait, les écarts types mensuels et annuels de la variation des volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM sont respectivement de 0,0165 et de 0,0571. Ces écarts varient d'année en année suite à la mise à jour des données historiques et, tout comme au cours de l'année gazière 2002, les volumes en service de fourniture de gaz naturel de SCGM se sont avérés plus constants durant l'année gazière 2003.

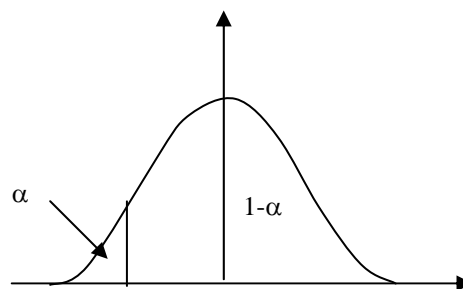
Pour mesurer le taux de substitution, il suffit de multiplier l'écart type annuel ( $\sigma_{\text{annuel}}$ ) par le 5<sup>ème</sup> percentile de la distribution d'une variable aléatoire normale centrée et réduite :

$$Z_{\alpha} = 1,645.$$

La valeur ainsi calculée détermine la borne inférieure de l'intervalle de confiance suivante :

$$\begin{aligned} & [-Z_{\alpha} \times \sigma ; \infty \\ & [-1,645 \times 0,0571 ; \infty \\ & [-0,0939 ; \infty \end{aligned}$$

Graphiquement :



Cet intervalle s'interprète ainsi : dans le cas où la distribution des variations des volumes en service de fourniture de gaz naturel de SCGM est approximativement normale, il existe une probabilité d'environ  $1-\alpha = 95\%$  que le taux de substitution soit supérieur à la borne  $-Z_{\alpha} \times \sigma = -9,39\%$ . Cette borne n'est en fait rien d'autre que le paramètre  $\varphi$ , à savoir les pertes potentielles des volumes en service de fourniture de gaz naturel de SCGM au cours d'une année donnée, sous des conditions extrêmement défavorables.

1  
2 Conséquemment, le taux de migration passe de 9,29 % pour l'année 2005 à 9,39 % pour  
3 2006. Par ailleurs, les volumes projetés du service de fourniture de gaz naturel de SCGM  
4 sont de 2 402 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (91,010 PJ) pour 2006. À partir de ces hypothèses, les facteurs de  
5 déplacement annuels proposés sont les suivants :

6  
7 **Tableau 3 : Facteurs de déplacement annuels (en PJ)**

<b>Année</b>	<b>Volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM (PJ)</b>	<b>Taux de substitution</b>	<b>Volumes restant (PJ)</b>	<b>Facteur de déplacement</b>
<b>1</b>	91,010		91,010	100%
<b>2</b>	91,010	9,39 %	82,464	91%
<b>3</b>	82,464	9,39 %	74,721	82%
<b>4</b>	74,721	9,39 %	67,704	74%
<b>5</b>	67,704	9,39 %	61,347	67%
<b>6</b>	61,347	9,39 %	55,587	61%
<b>7</b>	55,587	9,39 %	50,367	55%
<b>8</b>	50,367	9,39 %	45,638	50%
<b>9</b>	45,638	9,39 %	41,352	45%
<b>10</b>	41,352	9,39 %	37,469	41%

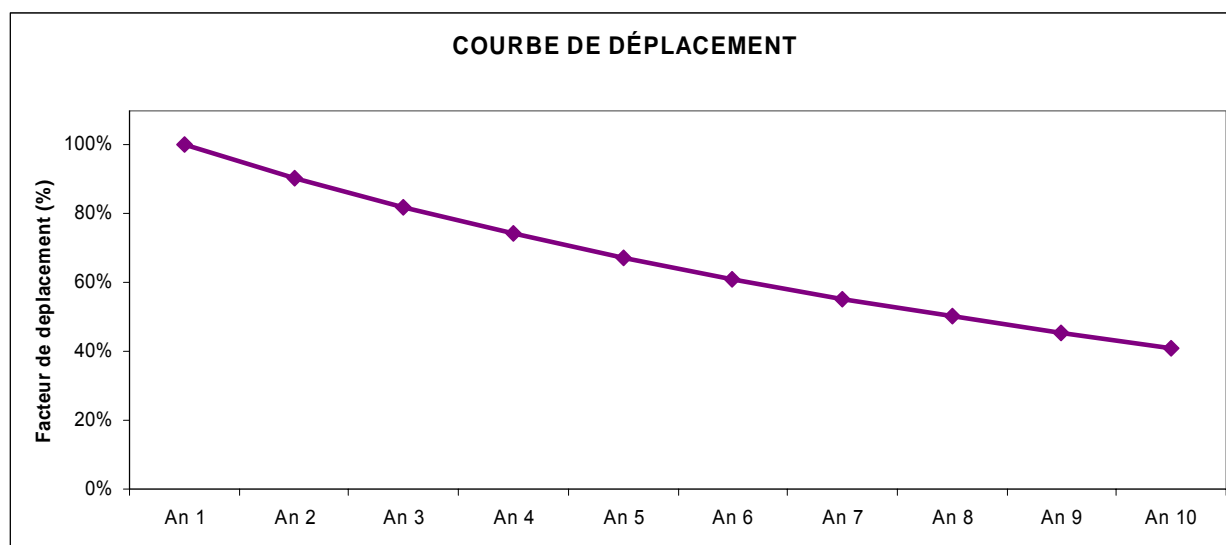
1 **Tableau 4 : Facteurs de déplacement annuels (en 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

Année	Volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Taux de substitution	Volumes restant (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Facteur de déplacement
1	2 402		2 402	100%
2	2 402	9,39 %	2 176	91%
3	2 176	9,39 %	1 972	82%
4	1 972	9,39 %	1 787	74%
5	1 787	9,39 %	1 619	67%
6	1 619	9,39 %	1 467	61%
7	1 467	9,39 %	1 329	55%
8	1 329	9,39 %	1 204	50%
9	1 204	9,39 %	1 091	45%
10	1 091	9,39 %	989	41%

2  
3  
4  
5  
6

Le tableau se traduit graphiquement comme suit :

**Graphique 2 : Facteur de déplacement**



7  
8  
9  
10

Le calcul détaillé du facteur de déplacement se fait comme suit :

Selon les hypothèses et les calculs tels que détaillés aux pages précédentes



1 temporelle fixe, le facteur maximal de la deuxième année devient très restrictif dans  
2 l'application du programme.

3  
4 En prenant à titre d'exemple le facteur d'incertitude de la cause tarifaire 2005, le facteur  
5 maximal de 56% pour la deuxième année limite le volume admissible à  $56\% \times (1 - \varphi)$  du  
6 volume prévu en service de fourniture, où  $\varphi$  est le taux de substitution. En utilisant la  
7 valeur de 9,29% pour le taux de substitution, cela revient donc à limiter le volume  
8 admissible pour la deuxième année à 51% du volume prévu et cette limite s'applique  
9 jusqu'à la fin de l'année tarifaire 2005.. Lors du changement d'année tarifaire, cette balise  
10 maximale passe à 75%, étant donné qu'on se retrouve dans l'année 1 du programme. La  
11 différence des volumes que l'on peut protéger s'avère impossible à combler en un court  
12 laps de temps, étant donné entre autres la limite mensuelle équivalente à 1/6 des volumes  
13 annuels. Selon le programme actuel, SCGM n'a donc pas la flexibilité d'agir et d'effectuer  
14 des transactions pour l'année 2 (alors que l'année 1 arrive à échéance) au-delà d'une  
15 certaine limite (51 % selon l'exemple ci-dessus). SCGM doit attendre que l'année 2  
16 devienne l'année 1. Dans une situation où les risques de flambée seraient grands et où le  
17 volume en service de fourniture serait en augmentation, le facteur d'incertitude limiterait  
18 ainsi l'action de SCGM dans l'objectif de protéger sa clientèle.

19  
20 En ce qui a trait aux années subséquentes, SCGM propose d'utiliser successivement un  
21 nouveau facteur d'incertitude fixe de 75 %. Ce facteur est fixé à 75 % pour des raisons  
22 opérationnelles. Effectivement, SCGM conserve près de 25 % de ses approvisionnements  
23 en achat au comptant sur une base quotidienne. Ce qui laisse 75 % des  
24 approvisionnements qui sont des achats à indice CGPR. Le facteur d'incertitude proposé  
25 se veut plus simple et plus explicite. Il permet de conserver un niveau opérationnel de 25 %  
26 de comptant, même si SCGM subit une forte migration du service de fourniture de gaz  
27 naturel vers les achats directs ou le prix fixe.

28  
29 Un tableau illustrant les balises volumétriques est présenté à l'annexe C indiquant les  
30 quantités maximales sur lesquelles SCGM pourrait agir sans le changement proposé au  
31 facteur d'incertitude. L'impact global de ce changement est d'augmenter les volumes que  
32 SCGM peut couvrir plus d'une année à l'avance.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15

**b) Résultats**

Le facteur d'incertitude est opérationnellement fixé à 75 % pour l'année gazière 1 et 2. SCGM applique ce facteur de 75 % de façon successive pour les années gazières suivantes.

$$FI_t = 0,75, t \leq 2$$

$$FI_t = (0,75)^{t-1}, t \geq 3$$

Le facteur d'incertitude pour les années gazières 3 et 4 est donc de :

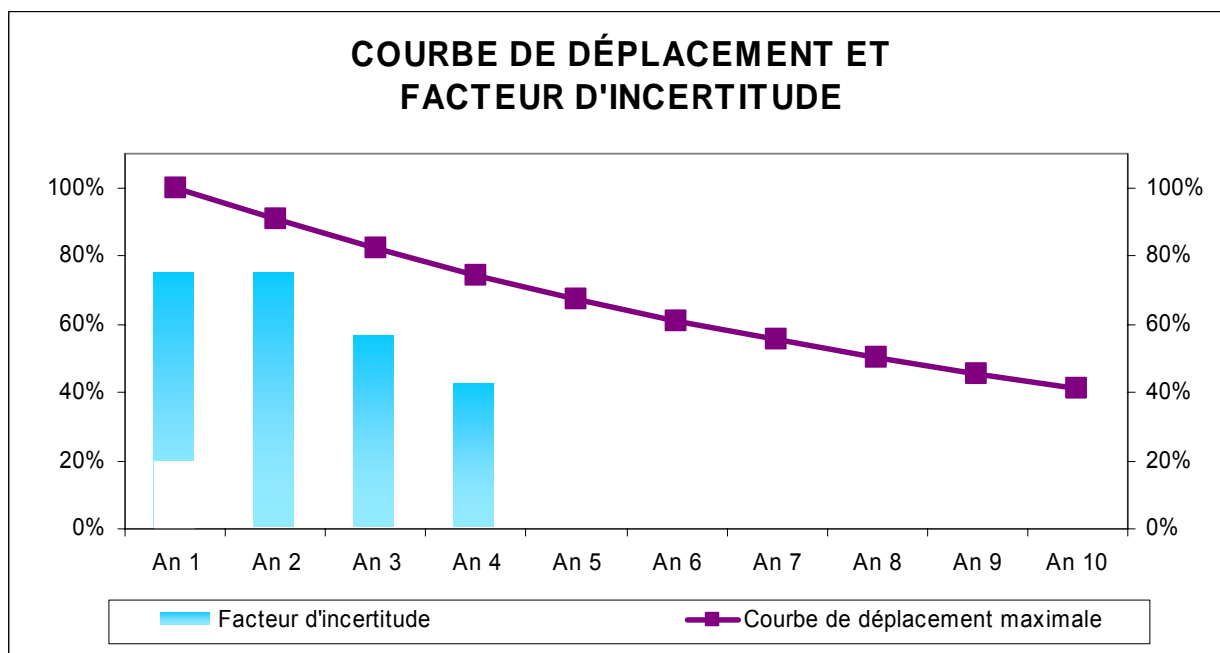
$$(0,75)^2 = 0,56;$$

et

$$(0,75)^3 = 0,42;$$

Le graphique suivant présente la courbe de déplacement et le facteur d'incertitude.

**Graphique 3 : Courbe de déplacement et facteur d'incertitude**



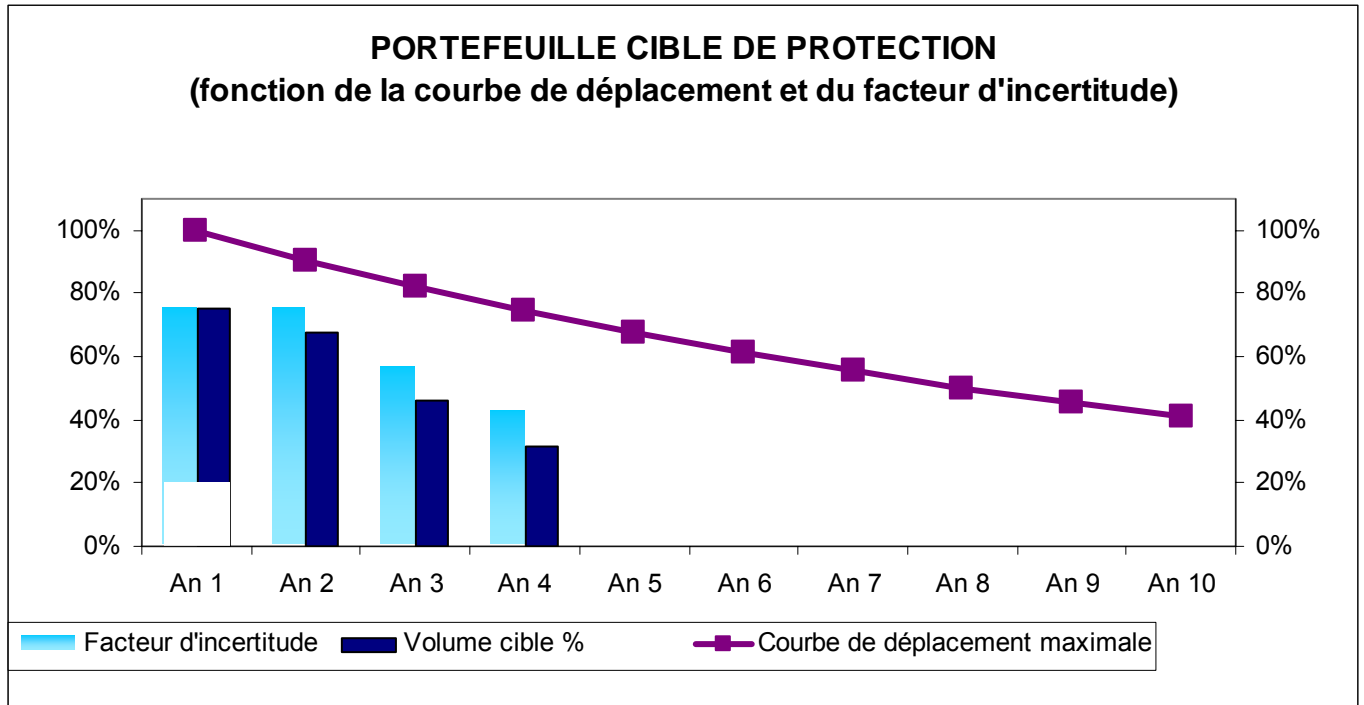
16  
17

1 Le portefeuille cible est donc représenté de la façon suivante :

2

3 **Graphique 4 : Portefeuille cible de protection**

4



## 1 Annexe A

2

## Prix du gaz naturel à parité avec l'électricité régulière Année 2005-2006

Cas type	Profil	Volume gaz c	Pourcentage du service de fourniture de gaz naturel		Prix à parité
			Volume gaz c	Pourcentage concurrentiel	
m3	% chauffage/% base	(bcf)	(commercial)		(\$/GJ)
5 000	(85/15)	2,15	3,59%	100%	6,53
15 000	(30/70)	2,83	4,73%	96,41%	6,59
100 000	(30/70)	3,45	5,77%	91,68%	7,41
10 000	(85/15)	1,62	2,71%	85,91%	7,50
100 000	(60/40)	9,90	16,55%	83,20%	7,50
100 000	(85/15)	11,94	19,96%	66,65%	7,60
41 500	(60/40)	2,57	4,30%	46,69%	7,79
14 600	(85/15)	3,28	5,48%	42,39%	7,90
41 500	(85/15)	6,88	11,50%	36,91%	7,90
400 000	(85/15)	9,25	15,46%	25,41%	9,30
1 000 000	(85/15)	5,95	9,95%	9,95%	9,68
<b>Total Commercial</b>		<b>59,82</b>			

3

4

## 1 Annexe B

2

## VOLUMES DU SERVICE DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL

Date	Volumes (PJ)	Variation (%)
nov-01	95,85	
déc-01	94,34	-1,59%
janv-02	93,45	-0,95%
févr-02	93,89	0,47%
mars-02	94,67	0,82%
avr-02	95,57	0,95%
mai-02	91,56	-4,28%
juin-02	89,67	-2,09%
juil-02	87,91	-1,98%
août-02	86,27	-1,89%
sept-02	84,29	-2,32%
oct-02	82,80	-1,78%
nov-02	84,46	1,99%
déc-02	85,46	1,17%
janv-03	85,58	0,15%
févr-03	85,68	0,11%
mars-03	87,81	2,46%
avr-03	88,63	0,93%
mai-03	91,25	2,91%
juin-03	93,23	2,15%
juil-03	94,10	0,93%
août-03	95,33	1,29%
sept-03	95,76	0,45%
oct-03	96,79	1,07%
nov-03	95,51	-1,34%
déc-03	95,55	0,04%
janv-04	95,98	0,45%
févr-04	97,27	1,34%
mars-04	97,73	0,47%
avr-04	97,87	0,14%
mai-04	96,99	-0,90%
juin-04	94,83	-2,25%
juil-04	94,02	-0,85%
août-04	91,29	-2,95%
sept-04	89,21	-2,30%
oct-04	86,71	-2,84%
nov-04	87,08	0,43%
déc-04	87,43	0,41%
janv-05	87,68	0,28%
févr-05	88,28	0,69%
mars-05	88,94	0,74%

1 **Annexe C**

2 **BALISES VOLUMÉTRIQUES SELON LA MÉTHODOLOGIE**

3 **APPROUVÉE DANS LA DÉCISION D-2004-196**

4

	Nov. 2005 – Oct. 2006	Nov. 2006 – Oct. 2007	Nov. 2007 – Oct. 2008	Nov. 2008 – Oct. 2009
Service de fourniture de gaz naturel de SCGM et de gaz de compression				
En PJ/an	91,010	82,464 <sup>(1)</sup>	74,721 <sup>(1)</sup>	67,704 <sup>(1)</sup>
En 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an	2 607	2 366	2 147	1 948
Portefeuille cible de protection <sup>(2)</sup>	20-75 %	0-56 %	0-42 %	0-32 %
Volumes annuels à protéger				
En PJ/an	18,2 - 68,3	0 - 46,4	0 – 31,5	0 – 21,4
En 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an	480 -1 801	0 -1 224	0 - 832	0 – 565
Volumes maximums – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels)				
En PJ/mois	11,376	7,731	5,254	3,570
En 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /mois	300	204	139	94

5

(1) Estimé en fonction de la courbe de déplacement calculée selon la méthodologie approuvée dans la décision D-2004-196.

6

(2) Établi en fonction du facteur d'incertitude calculé selon la méthodologie approuvée dans la décision D-2004-196.

7

8



# ENERGY UPDATE

Friday, April, 01, 2005

<b>RYAN BURGIS</b> CALGARY (403) 221-5054	<b>JONATHAN POPLACK</b> NEW YORK (212) 885-4602
<b>JAMES EVANS</b> CALGARY (403) 221-2427	<b>GEORGE FRANCOIS</b> NEW YORK (212) 885-4387
<b>CALVIN JOHNSON</b> CALGARY (403) 221-5361	<b>DAVE ALESSIO</b> NEW YORK (212) 856-6064

<b>CIBC WM TICKER BOARD</b>	<b>NYMEX WTI 1<sup>st</sup></b> \$57.27 +1.87	<b>WTI 1<sup>st</sup> Vol.</b> 29.75% +0.9%	<b>IPE Brent 1<sup>st</sup></b> \$56.51 +2.22	<b>Heating Oil 1<sup>st</sup></b> \$1.6638 +0.0477	<b>Gasoline 1<sup>st</sup></b> \$1.7310 +0.0679	<b>NYMEX NG 1<sup>st</sup></b> \$7.749 +0.096	<b>NYMEX 1<sup>st</sup> Vol.</b> 32.98% -0.4%	<b>HH Cash</b> \$7.570 +0.110	<b>AECO Cash</b> \$7.780 +0.049	<b>BoFC Noon</b> 1.2147 +0.0051	<b>OPEC Basket</b> \$50.23 +1.43
-----------------------------	--	--	--	---	--	--	--	----------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	-------------------------------------

**CRUDE OIL**  
Continued concerns over refining issued, highlighted by the BP refinery fire and Venezuela have helped the market feed off the issues raised in the "Super-spike" report. May's \$57.27 settlement is the highest prompt closing ever but even the highest on the board. Volatility was strong again, especially from Q405 through Q306.

**NATURAL GAS**  
Natural Gas followed crude's lead again, moving up across the curve. It is particularly interesting that Heating Oil could gain as much on a gallon basis as NG did on an mmbtu basis. AECO basis was weak through winter 6/7. With trading rangebound, volatility was marginally weaker.

**FIXED PRICE SWAPS (USD & CAD /Bbl)**

	WTI	WTI C\$	6 months	WTI	WTI C\$	ROY 2005	WTI	WTI C\$
Q2 2005	\$58.33	\$70.89		\$58.69	\$71.32	2006	\$58.63	\$71.00
Q3 2005	\$59.05	\$71.51	1 year	\$58.39	\$70.71	2007	\$54.06	\$64.61
Q4 2005	\$58.51	\$70.85	3 years	\$67.83		2008	\$52.43	\$61.72
Q1 2006	\$57.66	\$69.69	5 years	\$54.39	\$65.74	2009	\$51.36	\$60.98
Q2 2006	\$56.94	\$68.65	7 years	\$53.35	\$64.33			

**FIXED PRICE & BASIS SWAPS (NYMEX & Basis in US/mmbtu, AECO flat in CAD/GJ)**

	NYMEX	AECO	Basis	NYMEX	AECO	Basis	
May05-Oct05	\$7.93	\$8.08	(0.91)	Nov05-Oct06	\$7.90	\$8.03	(0.89)
Nov05-Mar06	\$8.69	\$8.89	(0.94)	Nov06-Oct07	\$7.26	\$7.29	(0.84)
Apr06-Oct06	\$7.33	\$7.40	(0.85)	Nov07-Oct08	\$6.72	\$6.71	(0.79)
Nov06-Mar07	\$7.99	\$8.06	(0.90)	Nov08-Oct09	\$6.29	\$6.22	(0.77)
Apr07-Oct07	\$6.74	\$6.73	(0.81)	Nov09-Oct10	\$5.93	\$5.85	(0.74)

**COSTLESS COLLARS**

	HU	HO	GC 3%	NY 1%	NY 2.2	LBC	Dated	HU Crk	HO Crk
Q2 2005	\$1.7409	\$1.6598	\$32.15	\$37.27	\$34.67	\$57.38	\$55.66	\$14.78	\$11.38
Q3 2005	\$1.6964	\$1.6746	\$35.00	\$39.75	\$37.15	\$57.08	\$56.68	\$12.20	\$11.29
Q4 2005	\$1.6064	\$1.7088	\$35.25	\$43.75	\$41.15	\$56.20	\$56.32	\$8.96	\$13.26

**COSTLESS COLLARS**

	NYMEX/AECO	May05-Oct05	Nov05-Mar06	Apr06-Oct06	Nov06-Mar07
Cap	\$8.60	\$8.80	\$9.40	\$9.70	\$8.10
Floor	\$7.50	\$7.60	\$8.30	\$8.40	\$7.60

**STRADDLES**

WTI	Q2 2005	Q3 2005	2006
Strike	\$58.33	\$59.05	\$56.56
Premium	\$5.30	\$9.60	\$13.09
Avg. Vol.	29%	28%	24%

**Three-Ways**

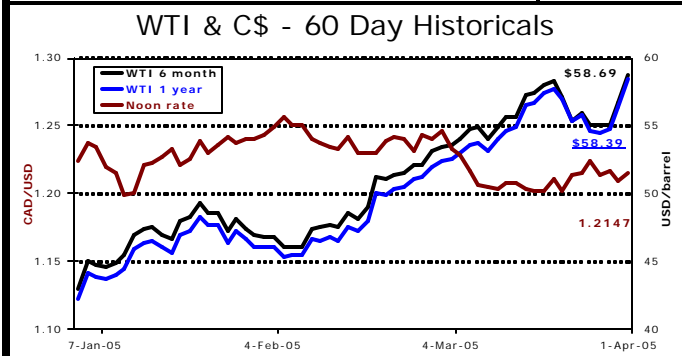
WTI	Q2 2005	Q3 2005	2006
Cap	\$61.90	\$65.40	\$65.90
Floor	\$58.40	\$59.40	\$56.80
Avg. Vol.	\$54.90	\$53.40	\$47.80

**STRADDLES**

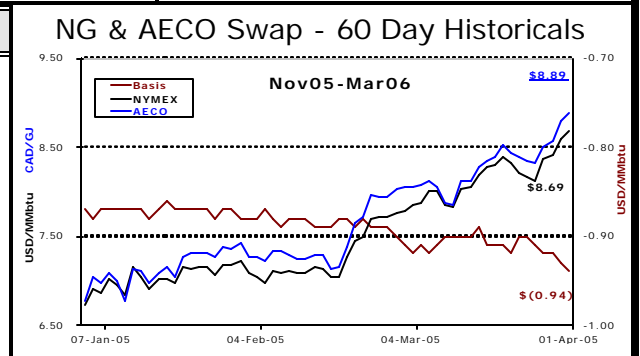
NYMEX/AECO	May05-Oct05	Nov05-Mar06
Strike	\$7.93	\$8.08
Premium	\$1.07	\$0.94
Avg. Vol.	33%	27%

**Three-Ways**

NYMEX/AECO	May05-Oct05	Nov05-Mar06
Cap	\$8.70	\$8.90
Floor	\$7.70	\$7.70
Avg. Vol.	\$6.70	\$6.50



**Commitment of Traders...**  
Oil Speculators raised their long positions by another four thousand lots to a 1-year high of almost 74 thousand. Gasoline non-commercials hold an additional 40 thousand long.  
See attached report for more details on WTI and Natural Gas



**NYMEX WTI SETTLES**

Month	WTI	Change
May-05	\$57.27	+1.87
Jun-05	\$58.29	+1.87
Jul-05	\$58.87	+1.96
Aug-05	\$59.09	+2.00

**MONTHLY HISTORICAL PRICES**

Month	WTI	HO	HU	BoFC	NG(USD)	NG(CAD)	AEC-C	AEC-U	Empr	Sum	Mal	Vent	Chi
Apr05	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	6.3040	6.2393	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
Mar05	54.630	1.5434	1.5417	1.2161	6.3040	6.2393	6.2672	5.3202	6.4764	5.50	5.54	5.81	6.17
Feb05	48.053	1.3396	1.2686	1.2397	6.2880	6.3597	6.1644	5.2460	6.3175	5.60	5.69	6.08	6.34
Jan05	46.852	1.3241	1.2571	1.2253	6.2130	6.3470	6.5874	5.6727	6.7511	5.94	5.68	6.06	6.19
Dec04	43.256	1.2988	1.1203	1.2191	7.9760	7.1770	7.1717	6.3809	7.3322	6.23	6.26	6.90	7.29
Nov04	48.476	1.3991	1.2745	1.1961	7.6260	7.9727	7.5870	6.5455	7.7384	7.27	7.23	7.64	8.08

**NYMEX NG SETTLES**

Month	NG	Change
May-05	\$7.749	+0.096
Jun-05	\$7.860	+0.102
Jul-05	\$7.948	+0.105
Aug-05	\$7.995	+0.102

**THIS IS THE CONFIDENTIAL PROPERTY OF CIBC WORLD MARKETS AND IS INTENDED FOR DISTRIBUTION TO THE RECIPIENT ONLY.**  
The prices on this fax are indications only as prices fluctuate throughout the day. Credit, tax and accounting risks and consequences of the proposal before entering into any transaction, or purchasing any instrument, involving a commodity or financial derivative. Clients should undertake their own evaluation of the risks and consequences of a transaction independently of CIBC World Markets.