

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

1 Résumé des propositions du programme de dérivés financiers

2

3 **MODIFICATIONS PROPOSÉES**

4 ➤ **MODIFIER LA BALISE TEMPORELLE EN**
5 CHANGEANT LA PÉRIODE ROULANTE DE 36
6 MOIS POUR UNE PÉRIODE FIXE NE
7 DÉPASSANT PAS LE 30 OCTOBRE 2008.

8 ➤ **MODIFIER LE FACTEUR DE DÉPLACEMENT**
9 EN UTILISANT LES DONNÉES DE
10 CONSOMMATION RÉALISÉES AU LIEU DES
11 DONNÉES PROJÉTÉES.

12 ➤ **MODIFIER LE FACTEUR D'INCERTITUDE**
13 POUR LE RENDRE PLUS SIMPLE.

14
15 **OUTILS AUTORISÉS**

- 16 • Contrat d'échange à prix fixe
- 17 • Achat et vente d'options d'achat et de
- 18 vente
- 19 • Combinaison des outils précités

20
21 **BALISE TEMPORELLE**

- 22 • Couverture maximale : Ne dépassant
- 23 pas le 30 octobre 2008.
- 24 • En moyenne, l'augmentation de la
- 25 balise temporelle est de 6 mois.

- 26 • La balise temporelle se voit attribué une
- 27 date fixe maximale au lieu d'être une
- 28 période mobile de 36 mois.

29
30 **ENVELOPPE BUDGÉTAIRE POUR LE PAIEMENT**
31 **DES PRIMES**

- 32 • Maximum de 1,5 % du coût annualisé
- 33 du service de fourniture de gaz naturel
- 34 de SCGM et de gaz de compression

35
36 **PRIX MAXIMAL POUR CONTRATS D'ÉCHANGE**
37 **ET PLANCHER DE COLLIERS**

- 38 • 6,91 \$/GJ à AECO équivalent MTL

39
40
41 **PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR L'ACHAT**
42 **DES OPTIONS AVEC UNE ÉCHÉANCE**
43 **INFÉRIEURE À :**

- 44 • Octobre 2005 : 11 \$/GJ à AECO
- 45 • Octobre 2006 : 10,43 \$/GJ à AECO ⁽¹⁾
- 46 • Octobre 2007 : 9,97 \$/GJ à AECO ⁽¹⁾
- 47 • Octobre 2008 : 9,60 \$/GJ à AECO ⁽¹⁾

48 **BALISES VOLUMÉTRIQUES**

	Nov. 2004 – Oct. 2005	Nov. 2005 – Oct. 2006	Nov. 2006 – Oct. 2007	Nov. 2007 – Oct. 2008
Service de fourniture de gaz naturel de SCGM et de gaz de compression				
En PJ/an	98,790	89,638 ⁽²⁾	81,634 ⁽²⁾	73,799 ⁽²⁾
En 10 ⁶ m ³ /an	2 607	2 366	2 147	1 948
Portefeuille cible de protection ⁽³⁾	20-75 %	0-56 %	0-42 %	0-32 %
Volumes annuels à protéger				
En PJ/an	20-74	0-50	0-34	0-23
En 10 ⁶ m ³ /an	521 -1 955	0 -1 331	0 - 906	0 – 616
Volumes maximums – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels)				
En PJ/mois	12,349	8,404	5,717	3,892
En 10 ⁶ m ³ /mois	326	222	151	103

49 (1) Source : **CIBC World Markets**, Energy Update, Thursday March 25, 2004 (voir annexe D)

50 (2) Estimé en fonction de la courbe de déplacement calculée

51 (3) Établi en fonction du facteur d'incertitude calculé

1 **MODIFICATION DE LA BALISE TEMPORELLE**

2 La première modification demandée touche à la balise temporelle. Le programme permet
3 actuellement de transiger jusqu'à 36 mois d'échéance. Cette échéance est constante, ce qui
4 signifie que la date d'échéance sur laquelle SCGM peut agir augmente avec le passage du
5 temps.

6 Un facteur très important militant pour l'utilisation d'une plus longue période sur laquelle la
7 balise temporelle peut s'appliquer est la forme de la courbe des prix à terme du gaz naturel.
8 Actuellement, et ce depuis quelques années, la courbe à terme est inversée, c'est-à-dire que
9 plus l'échéance est lointaine, plus le prix pour acheter le gaz naturel est bas. Le graphique 1
10 représente la courbe à terme au point de livraison AECO pour un horizon de 60 mois en date du
11 25 mars 2004. On remarque clairement l'avantage d'effectuer des opérations de couverture sur
12 une plus longue échéance.

13 De plus, le marché des produits dérivés sur le gaz naturel fonctionne par saison gazière, soit
14 l'hiver et l'été. La saison d'hiver s'échelonne du 1er novembre au 31 mars et la saison d'été
15 couvre la période du 1er avril au 31 octobre. Lors de transactions, les mainteneurs de marché
16 préfèrent en général transiger par blocs de saisons. En effet, ces derniers peuvent plus
17 facilement renverser les transactions en allant acheter des blocs de saisons sur le marché à
18 terme NYMEX. Généralement, il est donc plus avantageux de transiger par saisons, tant pour la
19 rapidité d'exécution que pour l'obtention de la meilleure cote possible.

20 Pour pouvoir profiter pleinement de cette situation, et pour agir dans le meilleur intérêt des
21 clients en service de fourniture de gaz naturel, SCGM propose de rallonger la période maximale
22 de la balise temporelle jusqu'au 31 octobre 2008. Ce faisant, SCGM pourra, dès la mise en
23 application de la cause tarifaire 2005, agir sur l'ensemble de l'année gazière 2008 et ainsi
24 profiter plus rapidement de l'inversion de la courbe à terme. Pour la cause 2006, cette date sera
25 portée au 30 octobre 2009 et ainsi de suite.

26 En utilisant une échéance fixe ne dépassant pas le 31 octobre 2008, l'échéance moyenne ne se
27 trouve allongée que de six mois, mais permet d'obtenir potentiellement de meilleures
28 transactions. L'extension de la période d'application de la balise temporelle demeure sujette aux
29 autres limites du programme (volume et prix). De plus, le choix d'une période fixe ne dépassant
30 pas le 31 octobre 2008 permettra d'avoir la même flexibilité qu'actuellement au cours du dernier

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

2 **1. LES CONTRATS D'ÉCHANGE**

3 SCGM est toujours d'avis qu'il est primordial de baliser l'utilisation des outils financiers en
4 regard de la compétitivité du gaz naturel dans sa franchise. Toutefois, une telle limite peut
5 s'avérer limitative lors de hausses soutenues du prix. Tel qu'illustré au tableau de l'annexe A,
6 avec un prix de 6,91 \$/GJ, SCGM est compétitive (à parité avec l'électricité) pour plus de 92 %
7 de la clientèle commerciale en service de fourniture. Dans le but de maintenir une marge de
8 manœuvre suffisante tout en restant très compétitive, SCGM recommande d'utiliser un prix de
9 6,91 \$/GJ comme borne maximale pour les contrats d'échange.

10
11 Pour être compétitive avec 100 % de la clientèle commerciale, SCGM devrait utiliser un prix
12 maximal pour le contrat d'échange de 5,80 \$/GJ. Aux niveaux actuels des prix, cette limite
13 empêcherait toute fixation des prix à l'aide de contrats d'échange pour les hivers 2005 et 2006
14 et limiterait les transactions sur les années gazières 2006, 2007 et 2008. De plus, il est
15 important de noter que depuis l'année dernière, le dollar canadien s'est apprécié de près de
16 20 % face au dollar américain. Comme le marché à AECO est principalement déterminé par le
17 marché NYMEX, qui transige en dollars américains, un affaiblissement de la devise canadienne
18 entraînerait une forte augmentation des prix du gaz naturel sur le marché AECO. Le risque de
19 voir le dollars canadien se déprécier si les taux d'intérêt augmente plus rapidement aux États-
20 Unis qu'au Canada constitue un argument additionnel militant en faveur d'augmenter la borne
21 maximale pour les contrats d'échange à 6,91 \$/GJ. Les prix pour contrats d'échanges en date
22 du 25 mars 2004, sont présentés aux tableaux suivants. :

23
24 **Tableau 1**

PÉRIODE	PRIX FIXE DES CONTRATS D'ÉCHANGE (AECO)⁽¹⁾
Avril 2004 – Octobre 2004	5,97 \$
Novembre 2004 – Octobre 2005	5,99 \$
Novembre 2005 – Octobre 2006	5,68 \$
Novembre 2006 – Octobre 2007	5,43 \$
Novembre 2007 – Octobre 2008	5,23 \$

1

2 **Tableau 2**

PÉRIODE D'HIVER	PRIX FIXE DES CONTRATS D'ÉCHANGE (AECO) ⁽¹⁾
Novembre 2004 – Mars 2005	6,53 \$
Novembre 2005 – Mars 2006	6,12 \$
Novembre 2006 – Mars 2007	5,80 \$ <i>(estimé)</i>
Novembre 2007 – Mars 2008	5,61 \$ <i>(estimé)</i>

3

4 (1) Source : **CIBC World Markets**, Energy Update, Thursday March 25, 2004 (voir annexe D)

5

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

7 SCGM recommande de nouveau que le prix d'exercice maximal soit de 11 \$/GJ, à l'achat. Ce
8 maintient du prix maximal continuera de permettre une plus grande marge de manœuvre en
9 contexte de prix élevé. Il est important de souligner que le 11,00 \$/GJ représente en fait le prix
10 maximal d'exercice et non pas un objectif de prix d'exercice, l'objectif étant d'avoir le prix
11 plafond le plus bas possible. Dans cette optique et dans la mesure où les prix demeurent
12 extrêmement volatils, il est de l'opinion de SCGM que le prix d'exercice maximal à l'achat de
13 11,00 \$/GJ demeure approprié. Effectivement, la forte demande mondiale de matière fossile
14 continue d'exercer des pressions à la hausse sur l'ensemble des produits pétroliers et par
15 ricochet sur le prix du gaz naturel. Il est de l'avis de SCGM que l'utilisation d'options d'achat
16 peut s'avérer un puissant outil de contrôle des prix lorsque le marché subi des chocs sur l'offre.
17 La marge de manœuvre permise par un prix d'exercice maximal pour les options d'achat à
18 11,00 \$/GJ est toujours nécessaire.

19

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

25

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

- 2
- 3 • Pour les outils ayant échéance de un (1) an et moins, le prix d'exercice reste donc à
 - 4 11,00 \$/GJ à AECO.
 - 5 • Pour les outils ayant une échéance de plus de 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 2006, le prix d'exercice se

10 calculera de la façon suivante :

$$I_V = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2006}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2005}} = \frac{5,68}{5,99} = 0,948$$

$$\text{Prix d'exercice} = 11,00 \text{ \$/GJ} \times 0,948 = 10,43 \text{ \$/GJ}$$

15

16 Pour des options ayant une échéance en octobre 2007, le prix d'exercice se calculera de la

17 façon suivante :

$$I_V = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2007}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2006}} = \frac{5,43}{5,68} = 0,956$$

$$\text{Prix d'exercice} = 10,43 \text{ \$/GJ} \times 0,956 = 9,97 \text{ \$/GJ}$$

22

23 De même, pour des options ayant une échéance en octobre 2008, le prix d'exercice se

24 calculera de la façon suivante :

$$I_V = \frac{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2008}}{\text{Valeur contrat d'échange avec échéance octobre 2007}} = \frac{5,23}{5,43} = 0,963$$

$$\text{Prix d'exercice} = 9,97 \text{ \$/GJ} \times 0,963 = 9,60 \text{ \$/GJ}$$

29

1 **LIMITES VOLUMÉTRIQUES**

2 **Modification proposée pour le facteur de déplacement :**

3 Depuis la cause tarifaire 2002 (R-3463 2001), SCGM utilisait les données historiques de
4 consommation projetées pour établir le facteur de déplacement. SCGM recommande d'utiliser
5 dorénavant les données historiques de consommation réalisées. Car elles sont beaucoup moins
6 volatiles. Les données de consommation réalisées ont également l'avantage de refléter la réelle
7 variation des volumes achetés. De plus, les données de consommation projetées, bien que plus
8 conservatrices, échouent les tests de normalité. Il est important également de mentionner que
9 l'impact de l'offre de prix fixe sera prise en considération. Ce faisant, la gestion du programme
10 de dérivés financiers se fera sur une quantité plus précise et ce à l'avantage des clients en
11 service de fourniture de gaz naturel.

12
13 Pour fins de comparaison, l'annexe C présente le sommaire des résultats, incluant les facteurs
14 de déplacement, si SCGM appliquait la méthode actuelle (approuvée par la décision
15 D-2001-214).

16
17
18 **1. FACTEUR DE DÉPLACEMENT**

19
20 **a) Méthodologie**

21 L'utilisation de dérivés financiers n'étant pas spéculative, il importe de s'assurer que les
22 volumes protégés dans le temps ne dépassent jamais les volumes en service de fourniture
23 de gaz naturel de SCGM. Le facteur de déplacement établit une courbe de migration¹
24 maximale des volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM. Il est possible
25 d'établir avec une certaine assurance les volumes qui seront vendus en service de
26 fourniture de gaz naturel de SCGM pour l'année courante. En effet, un client qui opte pour
27 ce service de fourniture doit le faire pour une durée minimale de douze mois. Pour ce qui
28 est des années subséquentes, SCGM a procédé à une évaluation statistique d'un intervalle
29 unilatéral à gauche.

30

¹ Le terme "migration" représente toute diminution des volumes de service en fourniture.

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

4
5 Étapes :

- 6 1. À l'aide d'une série historique, il s'agit d'abord de mesurer la variation mensuelle des
7 volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM.
- 8
- 9 2. Il devient dès lors possible de calculer, sur une période donnée, la moyenne et l'écart
10 type associés à ces variations.
- 11
- 12 3. Il est présumé que les variations suivent une distribution normale ayant une espérance
13 nulle² ($\mu = 0$) et un écart type (σ) annualisé.
- 14
- 15 4. L'écart type décrit à l'étape précédente est affecté d'un indicateur de confiance Z_α
16 correspondant à une probabilité d'occurrence supérieure ou égale à α . La valeur
17 $-Z_\alpha \times \sigma$ mesure donc un taux de migration (φ) extrêmement défavorable de la clientèle
18 en service de fourniture.
- 19

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

$$23 \quad FD_t = (1-\varphi)^{(t-1)} \times VSF, \quad \forall t;$$

24
25 en terme absolu (PJ), et :

$$26 \quad FD_t = (1-\varphi)^{(t-1)}, \quad \forall t;$$

27

² 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 en proportion (%)

2 Où : FD_t : facteur de déplacement au temps t
 3 φ : taux de migration
 4 t : année
 5 VSF : volumes actuels du service de fourniture de gaz naturel de SCGM
 6

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

9
 10 **Test de normalité des variations des volumes de gaz en service de fourniture :**

11 À partir des volumes en service de fourniture de novembre 2000 à mars 2004 (soit 41
 12 données), SCGM calcule 40 variations selon la formule suivante :

$$13 \quad R_i = \ln\left(\frac{V_i}{V_{i-1}}\right), i = 2, \dots, 41$$

14 où R_i : Variations sur les volumes de service en fourniture
 15 V_i : Volume en service de fourniture
 16

17 Statistique sur les variations :

18 Moyenne : -0,0002
 19 Volatilité : 0,0163
 20 Coefficient de symétrie : -0,4109
 21 Coefficient d'aplatissement : -0,3816
 22
 23 Statistique D de Lilliefors : 0,0740
 24 Référence au niveau 95 % : 0,1401
 25

26 Donc, étant donné que la statistique D de Lilliefors est inférieure à la valeur de référence, le
 27 test ne rejette pas l'hypothèse de normalité au niveau 95 %.
 28

29
 30 **b) Résultats**

31 Tel que présenté ci-dessus, la méthodologie quant au facteur de déplacement reste
 32 identique à celle décrite par SCGM dans le cadre de la cause tarifaire 2003 (R-3484-2002).
 33

34 Les données historiques utilisées sont les achats 12 mois de novembre 2000 jusqu'à mars
 35 2004 (voir annexe B). De ce fait, les écarts types mensuels et annuels de la variation des
 36 volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM sont respectivement de 0,0163
 37 et de 0,0563. Ces écarts varient d'année en année suite à la mise à jour des données

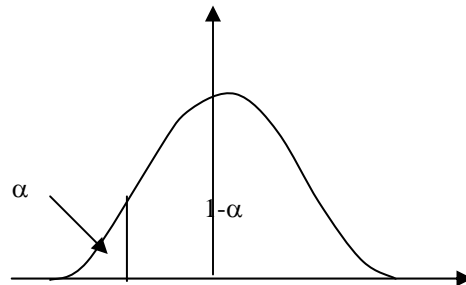
1 historiques et, tout comme au cours de l'année gazière 2002, les volumes en service de
2 fourniture de gaz naturel de SCGM se sont avérés plus constants durant l'année gazière
3 2003.

4
5 Pour mesurer le taux de substitution, il suffit de multiplier l'écart type annuel (σ_{annuel}) par la
6 variable aléatoire centrée réduite Z associée au niveau de confiance choisi à 95 %
7 ($Z = 1,65$).

8
9 La valeur ainsi calculée détermine la borne inférieure de l'intervalle de confiance suivante :

$$\begin{aligned} & [-Z_{\alpha} \times \sigma ; \infty \\ & [-1,65 \times 0,0563 ; \infty \\ & [-0,0929 ; \infty \end{aligned}$$

10
11
12
13
14 Graphiquement :



15
16
17
18
19
20
21
22
23
24 Cet intervalle s'interprète ainsi : dans le cas où la distribution des variations des volumes
25 en service de fourniture de gaz naturel de SCGM est approximativement normale, il existe
26 une probabilité d'environ $1-\alpha = 95\%$ que le taux de substitution soit supérieur à la borne -
27 $Z_{\alpha} \times \sigma = -9,29\%$. Cette borne n'est en fait rien d'autre que le paramètre φ , à savoir les
28 pertes potentielles des volumes en service de fourniture de gaz naturel de SCGM au cours
29 d'une année donnée, sous des conditions extrêmement défavorables.

30
31 Conséquemment, le taux de migration passe de 35 % pour l'année 2003 à 9,29 % pour
32 2004. Par ailleurs, les volumes projetés du service de fourniture de gaz naturel de SCGM
33 sont de $2\,607\,10^6\text{m}^3$ (98,79 PJ) pour 2004. À partir de ces hypothèses, les facteurs de
34 déplacement annuels proposés sont les suivants :

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

Année	Volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM (PJ)	Taux de substitution	Volumes restant (PJ)	Facteur de déplacement
1	98,790		98,790	100 %
2	98,790	9,29 %	89,638	91 %
3	89,638	9,29 %	81,334	82 %
4	81,334	9,29 %	73,799	75 %
5	73,799	9,29 %	66,962	68 %
6	66,962	9,29 %	60,759	62 %
7	60,759	9,29 %	55,130	56 %
8	55,130	9,29 %	50,022	51 %
9	50,022	9,29 %	45,388	46 %
10	45,388	9,29 %	41,183	42 %

2

3

4 **Tableau 4 : Facteurs de déplacement annuels (en 10⁶m³)**

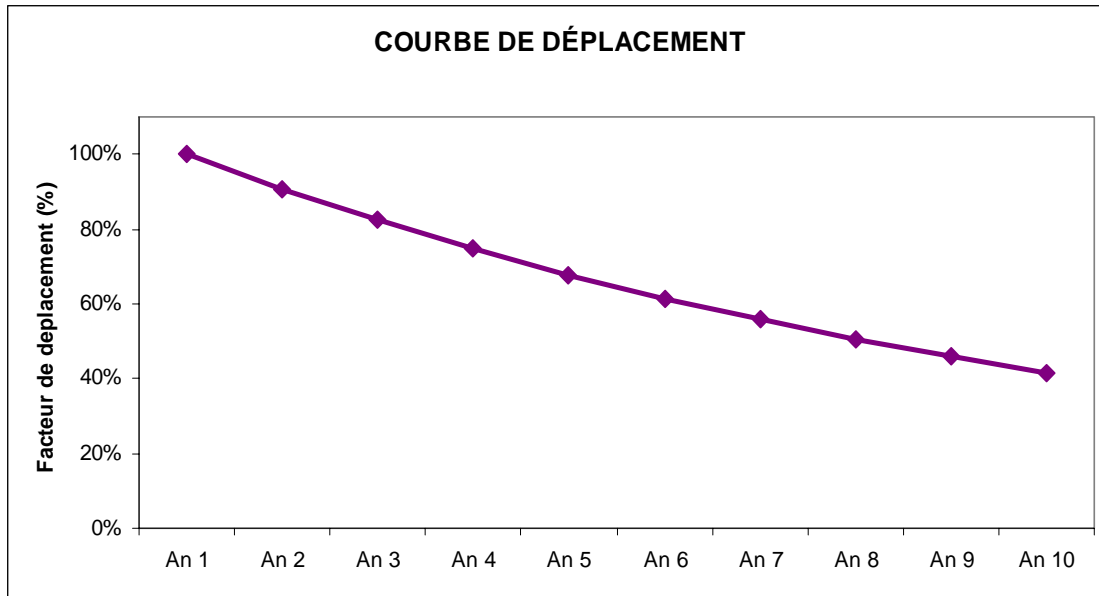
Année	Volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM (10 ⁶ m ³)	Taux de substitution	Volumes restant (10 ⁶ m ³)	Facteur de déplacement
1	2 607		2 607	100 %
2	2 607	9,29 %	2 366	91 %
3	2 366	9,29 %	2 147	82 %
4	2 147	9,29 %	1 948	75 %
5	1 948	9,29 %	1 767	68 %
6	1 767	9,29 %	1 604	62 %
7	1 604	9,29 %	1 455	56 %
8	1 455	9,29 %	1 320	51 %
9	1 320	9,29 %	1 198	46 %
10	1 198	9,29 %	1 087	42 %

5

6

1 Le tableau se traduit graphiquement comme suit :

2
3 **Graphique 2 : Facteur de déplacement**



4
5
6 Le calcul détaillé du facteur de déplacement se fait comme suit :

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

8 $\varphi = 9,29 \%$
9 $VSF = 98,790 \text{ PJ}$

10
11 Donc lorsque :

- 12 • $t=1$ $FD_1 = (1-0,0929)^0 \times 98,790 = 89,638 \text{ PJ}$
- 13
14
15 • $t=2$ $FD_2 = (1-0,0929)^1 \times 98,790 = 81,334 \text{ PJ}$
- 16
17
18 • $t=3$ $FD_3 = (1-0,0929)^2 \times 98,790 = 73,799 \text{ PJ}$
- 19
20

1 En pourcentage, lorsque :

- 2 • t=1

3 $FD_1 = (1-0,0929)^0 = 100 \%$

- 4
5 • t=2

6 $FD_2 = (1-0,0929)^1 = 91 \%$

- 7
8 • t=3

9 $FD_3 = (1-0,0929)^2 = 82 \%$

10

11 **2. FACTEUR D'INCERTITUDE**

12 **a) Modification proposée :**

13 Le facteur d'incertitude fixe le portefeuille de protection en fonction du temps. Pour la
14 première année, SCGM souhaite protéger par l'utilisation de l'un ou l'autre des outils
15 financiers autorisés, au moins 20 % mais au maximum 75 % des volumes prévus en
16 service de fourniture de gaz naturel de SCGM. Ces valeurs de 20 % et 75 % restent
17 inchangées par rapport à la cause tarifaire 2004. En ce qui a trait aux années
18 subséquentes, SCGM propose d'utiliser successivement un nouveau facteur d'incertitude
19 fixe de 75 %.

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

27
28 Si la proposition de modification de la balise temporelle est acceptée mais que les autres
29 modifications proposées ne le sont pas, les quantités maximales sur lesquelles SCGM
30 pourrait agir pour l'année gazière 2008 seraient de 20 % (voir annexe C). Cela signifie que
31 SCGM pourrait agir sur une quantité annuelle de 11 PJ ($282 \cdot 10^6 \text{m}^3$). En considérant les
32 volumes mensuels maximums, soit 1/6 des volumes annuels, SCGM pourrait donc agir sur
33 une quantité maximum de 1,78 GJ par mois ($47 \cdot 10^6 \text{m}^3$). Le portefeuille cible ainsi obtenu
34 serait beaucoup trop limitatif et ne permettrait pas à SCGM une capacité d'action suffisante
35 pour profiter de prix intéressants lorsque ceux-ci se présentent.

1
2 La modification proposée permettrait à SCGM d'avoir la même marge de manœuvre pour
3 l'année 2008 qu'elle aurait en septembre 2005 pour la période roulante de 36 mois
4 actuellement en vigueur, soit un portefeuille cible de 0 – 32 % donnant une quantité de
5 23 PJ (607 10⁶m³) sur laquelle elle peut agir. Ce faisant, SCGM n'agira pas sur des
6 quantités additionnelles.

7
8
9 **b) Résultats**

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

$$FI = 0,75$$

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

12
13
14
15
16 De façon générale, nous pouvons dire que le facteur d'incertitude peut être exprimé
17 comme suit :

$$FI_t = (0,75)^t, \quad \forall t.$$

18
19
20 Le facteur d'incertitude pour les années gazières 2, 3 et 4 est donc de :

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

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

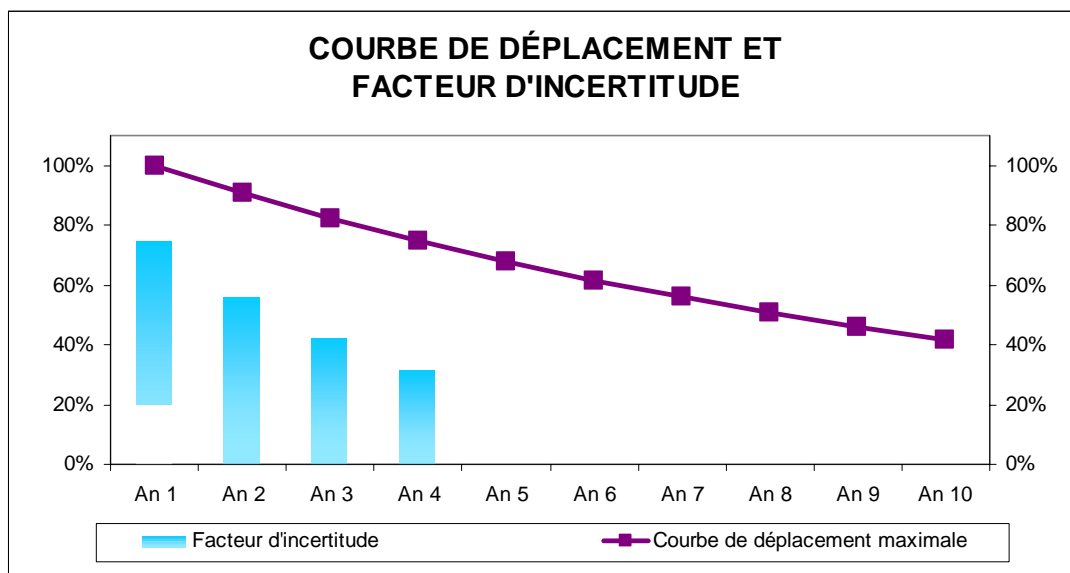
23 et

$$(0,75)^4 = 0,32;$$

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

2

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



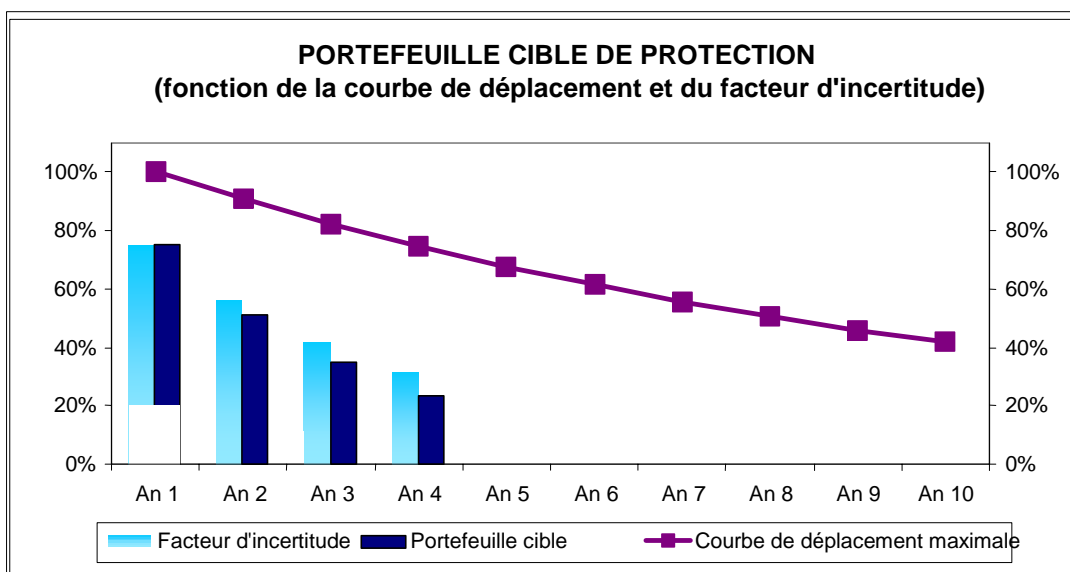
4

5

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

7

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



9

1 ANNEXE A

2

Prix du gaz naturel à parité avec l'électricité régulière Année 2004-2005

Cas type m3	Profil (% chauffage/% base)	Volume gaz de réseau 10 ⁶ m ³	Pourcentage du service de fourniture de gaz naturel (commercial)		Prix à parité (\$/GJ)
			Volume gaz de réseau 10 ⁶ m ³	Pourcentage concurrentiel	
5 000	(85/15)	52,76	3,30%	100,00%	5,80
15 000	(30/70)	70,59	4,42%	95,58%	6,03
10 000	(85/15)	47,48	2,97%	92,61%	6,91
100 000	(30/70)	165,81	10,38%	82,22%	7,05
100 000	(60/40)	404,72	25,34%	56,88%	7,14
100 000	(85/15)	321,31	20,12%	36,76%	7,24
41 500	(60/40)	58,79	3,68%	33,08%	7,36
14 600	(85/15)	101,49	6,36%	26,73%	7,37
41 500	(85/15)	217,05	13,59%	13,14%	7,48
400 000	(85/15)	157,01	9,83%	3,30%	9,01
1 000 000	(85/15)	-	0,00%	0,00%	9,40
Total Commercial		1 597,01	100%		

3

1 **ANNEXE B**

2 **VOLUMES DU SERVICE DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL**

Date	Volumes (PJ)	Variation (%)
Novembre 2000	101,65	
Décembre 2000	103,11	1,43%
Janvier 2001	104,77	1,60%
Février 2001	104,62	-0,15%
Mars 2001	102,72	-1,83%
Avril 2001	101,67	-1,03%
Mai 2001	103,01	1,30%
Juin 2001	102,86	-0,14%
Juillet 2001	101,55	-1,28%
Août 2001	100,86	-0,68%
Septembre 2001	100,15	-0,71%
Octobre 2001	97,86	-2,32%
Novembre 2001	95,85	-2,07%
Décembre 2001	94,34	-1,59%
Janvier 2002	93,45	-0,95%
Février 2002	93,89	0,47%
Mars 2002	94,67	0,82%
Avril 2002	95,57	0,95%
Mai 2002	91,56	-4,28%
Juin 2002	89,67	-2,09%
Juillet 2002	87,91	-1,98%
Août 2002	86,27	-1,89%
Septembre 2002	84,29	-2,32%
Octobre 2002	82,80	-1,78%
Novembre 2002	84,46	1,99%
Décembre 2002	85,46	1,17%
Janvier 2003	85,58	0,15%
Février 2003	85,68	0,11%
Mars 2003	87,81	2,46%
Avril 2003	88,63	0,93%
Mai 2003	91,25	2,91%
Juin 2003	93,23	2,15%
Juillet 2003	94,10	0,93%
Août 2003	95,33	1,29%
Septembre 2003	95,76	0,45%
Octobre 2003	96,79	1,07%
Novembre 2003	96,11	-0,71%
Décembre 2003	96,77	0,69%
Janvier 2004	97,82	1,08%
Février 2004	99,69	1,90%
Mars 2004	100,77	1,08%

3

1 ANNEXE C

2 BALISES VOLUMÉTRIQUES SELON LA MÉTHODOLOGIE

3 APPROUVÉE DANS LA DÉCISION D-2001-214

4

	Nov. 2004 – Oct. 2005	Nov. 2005 – Oct. 2006	Nov. 2006 – Oct. 2007	Nov. 2007 – Oct. 2008
Service de fourniture de gaz naturel de SCGM et de gaz de compression				
En PJ/an	98,790	79,942 ⁽¹⁾	64,690 ⁽¹⁾	52,348 ⁽¹⁾
En 10 ⁶ m ³ /an	2 607	2 110	1 707	1 382
Portefeuille cible de protection ⁽²⁾	20-75 %	0-63 %	0-41 %	0-20 %
Volumes annuels à protéger				
En PJ/an	20-74	0-50	0-27	0-11
En 10 ⁶ m ³ /an	521 -1 955	0 -1 329	0 - 707	0 – 282
Volumes maximums – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels)				
En PJ/mois	12,349	8,393	4,467	1,778
En 10 ⁶ m ³ /mois	326	222	118	47

5

(1) Estimé en fonction de la courbe de déplacement calculée selon la méthodologie approuvée dans la décision D-2001-214.

6

(2) Établi en fonction du facteur d'incertitude calculé selon la méthodologie approuvée dans la décision D-2001-214.

7

8



ENERGY UPDATE

Thursday, March 25, 2004

JAMES EVANS CALGARY (403) 221-2427	JONATHAN POPLACK NEW YORK (212) 885-4602
CALVIN JOHNSON CALGARY (403) 221-5361	GEORGE FRANCOIS NEW YORK (212) 885-4387
ALAN WRIGHT CALGARY (403) 221-5054	DAVE ALESSIO NEW YORK (212) 856-6064

CIBC WM TICKER BOARD:	WTI 1st \$35.51 -1.50	WTI 1st Vol 37.8% +2.4%	Brent 1st \$31.83 -1.18	Heating Oil 1st \$0.8890 -0.0317	Gasoline 1st \$1.1049 -0.0415	NYMEX NG 1st \$5.336 -0.093	NYMEX 1st Vol 37.3% -2.8%	HH Cash \$5.220 -0.130	AECO Cash \$5.670 -0.330	CAD Noon FX 1.3299 -0.0088	OPEC Basket \$32.85 +0.02
------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	---	--	--	--	-------------------------------------	---------------------------------------	---	--

CRUDE OIL
Crude oil finished the day lower on heavy volume, and long liquidation ahead of the weekend. OPEC will meet next week in Vienna to decide if the announced cuts are still needed, the IEA head is traveling to Saudi Arabia this weekend to discuss the current supply demand imbalance. Implied volatility was higher across the board today, with buying from Europe. Product options expire tomorrow.

NATURAL GAS
Larger EIA storage draws couldn't help natural gas prices today, we have started the last 3 day average. Natural Gas options expire tomorrow and futures on Monday. Volume was heavy on the exchange and western basis markets tightened as prices moved lower. Implied volatility was lower in the short dates and unchanged in the term markets.

FIXED PRICE SWAPS											
WTI		WTI-C\$		WTI		WTI-C\$		WTI		WTI-C\$	
Q2 2004	\$34.67	\$46.19	6 months	\$33.96	\$45.27	ROY 04	\$33.41	\$44.59	2005	\$30.71	\$41.21
Q3 2004	\$33.25	\$44.37	1 year	\$32.95	\$44.01	2006	\$29.30	\$39.58	2007	\$28.76	\$39.08
Q4 2004	\$32.32	\$43.21	3 years	\$30.77	\$41.34	2008	\$28.39	\$38.69			
Q1 2005	\$31.54	\$42.24	5 years	\$29.86	\$40.33						
Q2 2005	\$30.92	\$41.49	7 years	\$29.36	\$39.90						

FIXED PRICE SWAPS (Basis Swaps)											
NYMEX		AECO		NYMEX		AECO		NYMEX		AECO	
Apr4-Oct4	\$5.49	\$5.97 (0.76)	Nov4-Oct5	\$5.46	\$5.99 (0.74)						
Nov4-Mar5	\$5.90	\$6.53 (0.75)	Nov5-Oct6	\$5.15	\$5.68 (0.70)						
Apr5-Oct5	\$5.14	\$5.60 (0.73)	Nov6-Oct7	\$4.93	\$5.43 (0.70)						
Nov5-Mar6	\$5.50	\$6.12 (0.70)	Nov7-Oct8	\$4.74	\$5.23 (0.68)						
Apr6-Oct6	\$4.90	\$5.36 (0.71)	Nov8-Oct9	\$4.62	\$5.11 (0.68)						

COSTLESS COLLARS											
WTI		Q2'04		Q3'04		Q4'04		Q1'05		2005	
Cap	\$39.00	\$38.50	\$37.00	\$36.00	\$35.00						
Floor	#N/A	\$28.00	\$27.50	\$26.50	\$25.50						

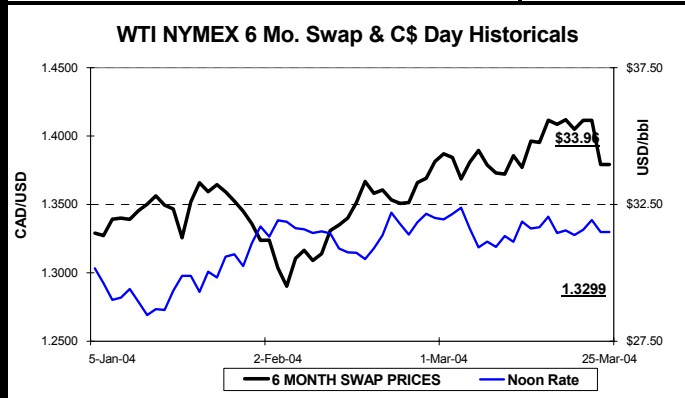
COSTLESS COLLARS									
NYMEX AECO		Apr-04/Oct-04		Nov-04/Mar-05		Apr-05/Oct-05		Nov-05/Mar-06	
Cap	\$6.25	\$7.00	\$7.00	\$7.50	\$5.75	\$6.50	\$6.00	\$7.00	
Floor	\$5.00	\$5.25	\$5.25	\$5.75	\$4.50	\$5.00	\$5.00	\$5.50	

AT-THE-MONEY STRADDLES			
WTI	Q2'04	Q3'04	2005
Strike	\$34.67	\$33.25	\$30.71
Premium	\$3.01	\$4.21	\$5.29
Avg. Vol	22%	20%	20%

THREE WAY COLLARS			
WTI	Q2'04	Q3'04	2005
Put Strike	\$35.00	\$32.50	\$30.00
Put Strike	\$33.00	\$27.50	\$25.00
Call Strike	\$35.00	\$35.50	\$33.50

AT-THE-MONEY STRADDLES			
NYMEX AECO	Apr-04/Oct-04	Nov04/Mar05	Nov04/Mar05
Strike	\$5.49	\$5.97	\$5.90
Premium	\$0.70	\$0.76	\$1.45
Avg. Vol.	34%	30%	36%

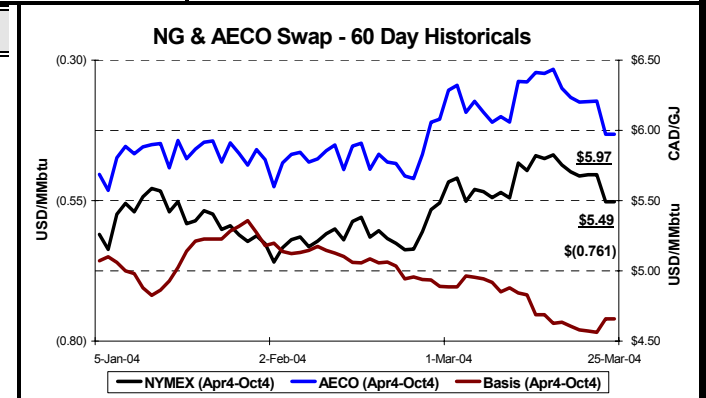
THREE WAY COLLARS			
NYMEX AECO	Apr-04/Oct-04	Nov04/Mar05	Nov04/Mar05
Put Strike	\$5.75	\$5.75	\$5.75
Put Strike	\$4.25	\$4.50	\$4.25
Call Strike	\$6.00	\$6.50	\$6.75



IMPORTANT DATES:

- NYMEX NG Option expire ~ March 26th
- NYMEX Product Option expire ~ March 26th
- NYMEX NG expire ~ March 29th
- OPEC Meeting ~ March 31st
- NYMEX Products expire March 31st

If you have any suggestions to further improve our service, please let us know



WTI SETTLES			TECHNICALS	
Month	WTI	Change	Near Month	Level
May-04	\$35.51	-1.50	Resistance	\$37.80
Jun-04	\$35.51	-1.50	Support	\$36.30
Jul-04	\$34.80	-1.50	18 Day MA	#REF!
Aug-04	\$34.26	-1.49	40 Day MA	#REF!

MONTHLY HISTORICAL PRICES									
Month	WTI	BofC NG(nx3)	AEC-C	AEC-U	Empr	Sum	Mal	Vent	Chi
Mar04	0.0000	0.0000	5.1180	5.8461	4.6062	6.0161	4.42	4.62	4.91
Feb04	34.5000	1.3290	5.7393	6.4644	5.0961	6.6382	5.20	5.23	5.77
Jan04	34.2247	1.2960	6.2240	6.4793	5.2993	6.6514	5.20	5.38	6.15
Dec03	32.1424	1.3128	4.7253	5.2807	4.2783	5.4378	4.50	4.52	4.80
Nov03	31.0561	1.3126	4.4857	5.1939	4.1132	5.3165	4.08	4.25	4.42

NYMEX NG SETTLES			TECHNICALS	
Month	NG	Change	Near Month	Level
Apr-04	\$5.336	-0.093	Resistance	\$5.61
May-04	\$5.416	-0.085	Support	\$5.49
Jun-04	\$5.484	-0.083	18 Day MA	\$5.53
Jul-04	\$5.536	-0.079	40 Day MA	\$5.45

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. All NYMEX prices shown are based on settlement prices for the above date. This information is based on various sources believed to be reliable, but its accuracy is not guaranteed. Clients should evaluate the financial, market, legal, regulatory, 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.