

**PRÉVISION DES PRIX DES COMBUSTIBLES
À LONG TERME (1999-2016)
RÉVISION DE MARS 2000**

Prévision des prix des combustibles à long terme (1999-2016)

Révision de mars 2000

Préparé par : Pierre Poirier, conseiller
Prévision de la demande et des revenus
Direction Planification et Contrôle
Mars 2000

 **Hydro
Québec**

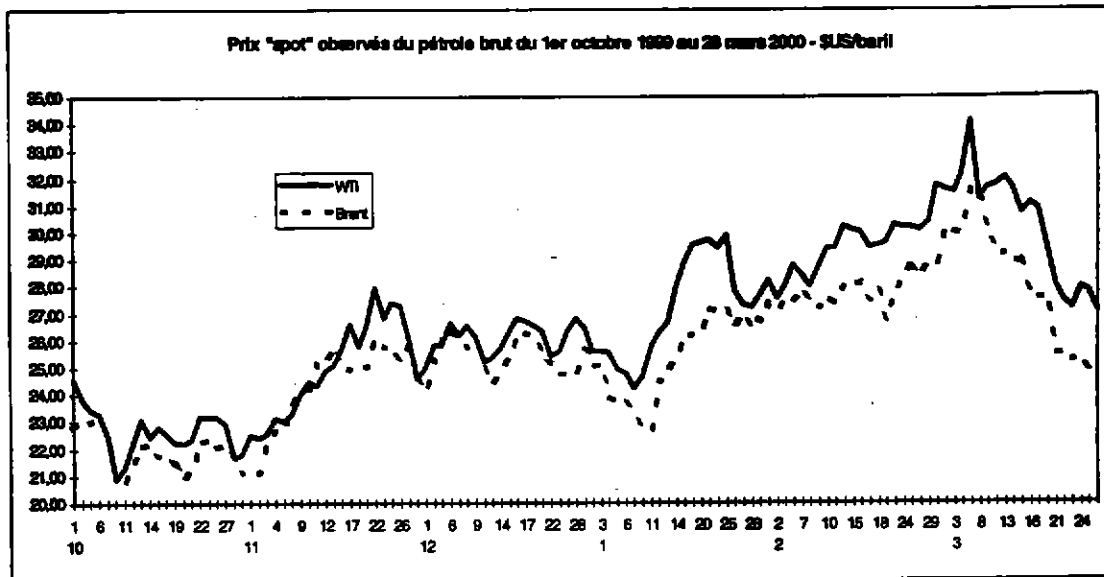
Dossier 1301-02\04
(secretar\trim-rev.ppt)

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)

Révision de mars 2000

D'octobre 1999 à
mars 2000

Depuis notre dernière prévision de prix, réalisée en octobre 1999, le prix du West Texas Intermediate (WTI) a connu une forte croissance qui n'avait pas été anticipée. D'un prix spot mensuel moyen de 23,76 \$US/baril en septembre 1999, il est passé à plus de 27 \$US en janvier et à plus de 30 \$US/baril en mars 2000 avec des pointes au-delà de 30 \$US et un sommet de 34 \$US au début mars.



Cette poussée de prix s'explique principalement par le maintien par l'OPEP de sa production à un niveau relativement faible dans le but de créer une rareté et de renverser la situation de surplus sur le marché mondial du pétrole brut en situation déficitaire. De plus, la demande mondiale a été plus vigoureuse que prévue de sorte que les stocks mondiaux ont été plus bas qu'attendus. Les anticipations des marchés financiers et des principaux acteurs concernant les conditions du marché mondial ont changé. Finalement, l'activité des fonds d'investissement a été plus importante qu'anticipée ce qui a fait augmenter les prix.

Paramètres
économiques retenus

Court terme

Sur la période 2000-2003, par rapport à notre prévision d'octobre dernier, nous retenons une croissance économique mondiale, particulièrement aux États-Unis, plus forte, une inflation américaine plus forte et une appréciation du dollar canadien par rapport à la devise américaine.

Long terme

Pour la période 2003-2016, l'inflation américaine et l'activité économique mondiale devraient être plus fortes que celles anticipées lors de notre exercice de planification de long terme de juin 1999.

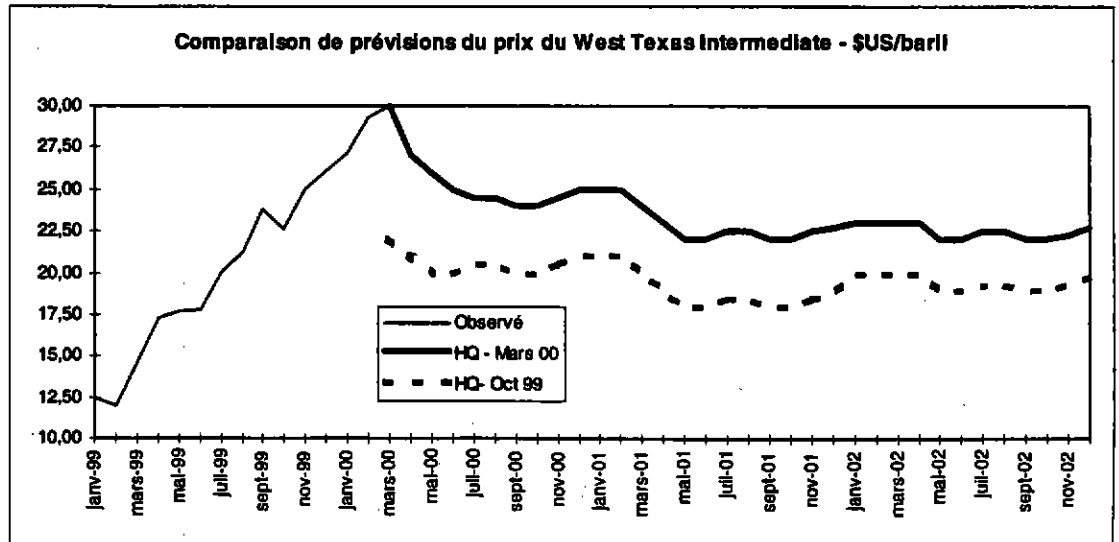
Quant à la devise canadienne, elle devrait se déprécier par rapport à la devise américaine.

2000

Après un prix mensuel moyen de près de 30 \$US/baril en mars 2000, notre prévision de prix suppose une baisse de prix relativement rapide jusqu'à 24,50 \$US/baril en juillet prochain pour remonter à 25 \$US/baril à la fin de l'année (voir tableau I). Le prix annuel moyen prévu est de 25,22 \$US/baril, soit 4,50 \$US de plus que notre prévision d'octobre 1999.

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediare (WTI) Révision de mars 2000

Graphique II



Compte tenu de l'accord du 28 mars, la production de l'OPEP augmentera de 1,7 million de baril par jour (MB/j) à partir d'avril prochain, puis nous prévoyons des hausses supplémentaires de 0,35 MB/j au troisième trimestre et de 0,9 MB/j pour le dernier trimestre (voir Tableau II et III). Il s'agit d'une production annuelle moyenne de l'OPEP légèrement inférieure à celle qui avait été retenue en octobre dernier. Nous maintenons à peu près le même niveau de production non-OPEP qu'en octobre. Globalement, notre prévision de production totale est légèrement inférieure en 2000 à celle prévue en octobre dernier.

La politique de production de l'OPEP que nous avons retenue demeure le facteur de risque le plus important. Sachant qu'un consensus n'existe pas présentement, le sentier de croissance de la production de l'OPEP sera déterminant pour l'établissement du prix du pétrole brut à court terme.

Notre prévision de la demande mondiale est plus forte que celle retenue en octobre dernier, car elle est soutenue par une activité économique mondiale plus vigoureuse. De plus, les stocks ayant fortement diminués, la reconstitution des stocks devrait accroître la demande de pétrole (voir tableau II).

Le marché mondial devrait enregistrer un déficit de -1,29 MB/j, soit un déficit près de 50 % plus grand que ce qui avait été prévu en octobre dernier.

2001 et 2002

En 2001, nous prévoyons que le prix du pétrole brut devrait baisser durant toute l'année pour terminer à 22,75 \$US/baril. En moyenne, nous prévoyons un prix annuel de 22,95 \$US/baril, soit 4 \$US de plus que notre prévision d'octobre 1999. En 2002, le prix devrait se maintenir autour de 22,50 \$US/baril, soit 3 \$US de plus que notre dernière prévision.

Pour ces deux années, nous prévoyons une production totale et une demande mondiale de pétrole légèrement supérieures à celles retenues en octobre qui résultent en un déficit supérieur.

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)

Révision de mars 2000

2003-2004

Durant cette période, nous pensons que le prix devrait se maintenir près du prix de 2002, soit 22,50 \$US/baril. En 2003 et 2004, notre nouvelle prévision de prix est encore supérieure à celle d'octobre (voir tableau IV).

Long terme (Horizon 2016)

En 2005, nous prévoyons que la situation prévalant sur le marché mondial de pétrole brut devrait être sensiblement identique à celle que nous avons prévue en octobre dernier. Nous pensons que le prix devrait légèrement augmenter à 22,64 \$US/baril. Cette prévision de prix est inférieure de 48 cents US le baril à notre prévision de long terme de juin dernier.

À l'horizon 2016, notre prévision est de 1 \$US/baril inférieure à celle retenue lors de notre dernière prévision de long terme réalisée en juin 1999. Les éléments suivants expliquent cet écart (tableau IV). Les récents prix plus élevés ont stimulé les activités de forage et d'exploration ce qui augmente le potentiel à long terme de production. La production non-OPEP devrait voir son coût diminuer en raison d'une amélioration technologique plus marquée que celle prévue l'année dernière. En 2020, comme la demande à satisfaire est revue à la hausse, la contribution de l'OPEP à la production mondiale devrait être plus importante que celle retenue l'année dernière (voir tableau V). Les réserves globales de ces pays, leurs faibles coûts de production et leurs orientations en matière de production font que leur part du marché mondial augmente de 40 % en 2000 à près de 50 % en 2020. La taille de leurs gisements et la facilité pour les atteindre font que les coûts de production OPEP sont inférieurs à ceux de la production non-OPEP, le coût global de production de pétrole brut devrait être plus faible à long terme entraînant un prix de marché légèrement plus bas.

Comparaisons avec d'autres prévisionnistes

Court terme

Le tableau VI présente des prévisions de prix du pétrole brut pour l'année 2000. Nous constatons que les prévisionnistes ont augmenté leur prévision par rapport à leur prévision précédente. Si l'on tient compte de l'écart de prix récent entre le WTI et le « Brent », nous pouvons dire que notre prévision est légèrement plus élevée que la moyenne. Les hypothèses retenues au niveau de la production de l'OPEP expliquent à peu près complètement les différences (tableaux VI et VII).

Long terme

Le tableau VII compare notre prévision long terme à celles du groupe WEFA et de l'agence américaine (AEO). Les prévisions sont similaires jusqu'en 2003, mais entre 2003 et 2010 notre prévision est inférieure à celle de WEFA de 2 \$US/baril en moyenne. Entre 2010 et 2016, notre prévision se situe entre celles des deux prévisionnistes (tableau VIII).

Facteurs de risque

Risques à la baisse

Il existe plusieurs facteurs qui peuvent engendrer des pressions à la baisse sur les prix par rapport à notre scénario moyen :

- l'incapacité des principaux pays exportateurs de pétrole à gérer l'offre mondiale,
- une activité économique mondiale plus faible.

Pour 2000, la prévision de prix de notre scénario bas est inférieure à 23 \$US/baril (tableau IX). Pour notre horizon de prévision, la croissance de prix serait la même que celle du scénario moyen, mais à un niveau moindre (85 % du prix du scénario moyen).

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)

Révision de mars 2000

Risques à la hausse

Les principaux événements qui peuvent faire augmenter les prix au-delà de notre prévision du scénario moyen :

- croissance économique mondiale plus vigoureuse.
- retard marqué dans le développement des technologies de forage et d'exportation.

Pour 2000, le prix dans notre scénario haut avoisine 30 \$US/baril. Pour le reste de notre horizon de prévision, le prix du scénario haut est 15 % plus élevé que le prix du scénario moyen.

Produits pétroliers

En 1999, le redressement majeur des prix du pétrole brut a débuté lorsque la période de chauffage se terminait et avant la saison de tourisme « driving season » aux États-Unis, soit au moment où la demande d'huile à chauffage diminuait et la demande d'essence moteur était faible. Les capacités mondiales de stockage des différents produits pétroliers étaient utilisées à pleine capacité ce qui faisait en sorte que les conditions du marché n'étaient pas favorables à une augmentation vigoureuse des prix. Les prix de différents produits pétroliers n'ont pas augmenté au même rythme rapide que les prix du pétrole brut. Ainsi, les prix relatifs de ces produits ont été en dessous de leurs valeurs historiques. Cette situation a réduit considérablement la marge de manœuvre des raffineurs qui ont réduit sensiblement leurs niveaux d'activités.

Ce n'est pas avant octobre 1999 et le début de la saison de chauffage que le prix de l'huile à chauffage a commencé à augmenter suffisamment pour rendre l'opération de raffinage rentable. À partir du milieu de janvier 2000, la demande d'huile à chauffage a bondi entraînant une forte augmentation de son prix, car sa disponibilité était restreinte. Pour la prochaine saison de chauffage, le prix relatif de l'huile à chauffage devrait retourner à sa valeur historique.

Concernant l'essence moteur, nous avons assisté au même phénomène, le prix relatif actuel est élevé mais devrait aussi revenir graduellement à sa valeur relative historique.

À long terme, les relations des prix des différents produits pétroliers par rapport au prix du pétrole brut ne sont pas modifiées par rapport à notre prévision de juin 1999.

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)
Révision de mars 2000

ANNEXE

Prix du pétrole

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)

Révision de mars 2000

Tableau I

Prévisions du prix du pétrole brut (WTI) en \$US/baril

	Observé	HQ - Mars 00	HQ- Oct 99	Écart
janv-99	12,47			
févr-99	11,98			
mars-99	14,66			
avr-99	17,31			
mai-99	17,70			
juin-99	17,82			
juil-99	20,06			
août-99	21,26			
sept-99	23,76			
oct-99	22,64			
nov-99	24,97			
déc-99	26,08			
janv-00	27,18			
févr-00	29,35			
mars-00	30,00	30,00	22,00	8,00
avr-00		27,00	21,00	6,00
mai-00		26,00	20,00	6,00
juin-00		25,00	20,00	5,00
juil-00		24,50	20,50	4,00
août-00		24,50	20,50	4,00
sept-00		24,00	20,00	4,00
oct-00		24,00	20,00	4,00
nov-00		24,50	20,50	4,00
déc-00		25,00	21,00	4,00
janv-01		25,00	21,00	4,00
févr-01		25,00	21,00	4,00
mars-01		24,00	20,00	4,00
avr-01		23,00	19,00	4,00
mai-01		22,00	18,00	4,00
juin-01		22,00	18,00	4,00
juil-01		22,50	18,50	4,00
août-01		22,50	18,50	4,00
sept-01		22,00	18,00	4,00
oct-01		22,00	18,00	4,00
nov-01		22,50	18,50	4,00
déc-01		22,75	18,75	4,00
janv-02		23,00	20,00	3,00
févr-02		23,00	20,00	3,00
mars-02		23,00	20,00	3,00
avr-02		23,00	20,00	3,00
mai-02		22,00	19,00	3,00
juin-02		22,00	19,00	3,00
juil-02		22,50	19,25	3,25
août-02		22,50	19,25	3,25
sept-02		22,00	19,00	3,00
oct-02		22,00	19,00	3,00
nov-02		22,25	19,25	3,00
déc-02		22,75	19,75	3,00
2000		25,92	20,55	5,37
2001		22,94	18,94	4,00
2002		22,50	19,46	3,04

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)

Révision de mars 2000

Tableau II

Bilan du marché mondial du pétrole brut (millions de barils par jour)

	Bilan prévu en octobre 1999					Bilan prévu en mars 2000					Ecart				
	Offre OPEP MB/j	Offre non-OPEP MB/j	Offre totale MB/j	Demande totale MB/j	Surplus(+)/Déficit (-) MB/j	Offre OPEP MB/j	Offre non-OPEP MB/j	Offre totale MB/j	Demande totale MB/j	Surplus(+)/Déficit (-) MB/j	Offre OPEP MB/j	Offre non-OPEP MB/j	Offre totale MB/j	Demande totale MB/j	Surplus(+)/Déficit (-) MB/j
Q1-1999	30,50	44,60	75,10	76,20	-1,10	30,50	44,60	75,10	76,20	-1,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Q2-1999	28,90	44,00	72,90	73,20	-0,30	28,90	44,00	72,90	73,20	-0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Q3-1999	28,80	44,10	72,90	74,40	-1,50	28,80	44,40	73,20	74,80	-1,60	0,00	0,30	0,30	0,40	-0,10
Q4-1999	29,10	45,00	74,10	76,70	-2,60	28,90	45,30	74,20	76,90	-2,70	-0,20	0,30	0,10	0,20	-0,10
Q1-2000	29,50	45,30	74,80	77,60	-2,80	28,90	45,60	74,50	78,00	-3,50	-0,60	-0,30	-0,30	-0,40	-0,70
Q2-2000	30,20	45,10	75,30	75,70	-0,40	30,60	45,30	75,90	76,00	-0,10	-0,40	0,20	0,80	0,30	0,30
Q3-2000	30,50	45,40	75,90	76,00	-0,10	30,90	45,30	76,20	76,70	-0,50	-0,40	0,10	0,30	0,70	-0,40
Q4-2000	31,40	45,90	77,30	77,50	-0,20	31,15	46,00	77,15	78,20	-1,05	-0,25	-0,50	-0,15	0,70	-0,85
Q1-2001	31,90	45,20	77,10	78,00	-0,90	31,70	46,00	77,70	78,75	-1,05	-0,20	0,80	0,60	0,75	-0,15
Q2-2001	31,90	45,35	77,25	77,18	0,08	31,70	45,85	77,55	77,85	-0,30	-0,20	0,30	0,30	0,67	-0,38
Q3-2001	32,20	45,65	77,85	77,48	0,37	32,00	45,90	77,90	78,00	-0,10	-0,20	0,25	0,05	0,57	-0,47
Q4-2001	33,00	46,16	79,16	79,01	0,15	32,80	46,05	78,85	79,50	-0,65	-0,20	-0,11	-0,31	0,49	-0,80
Q1-2002	33,80	45,45	79,05	79,52	-0,47	33,40	46,15	79,55	80,50	-0,95	-0,20	-0,70	0,50	0,99	-0,48
Q2-2002	33,16	45,61	78,76	78,68	0,08	33,16	46,15	79,31	79,50	-0,19	0,00	0,57	0,55	0,82	-0,27
Q3-2002	33,30	45,91	79,21	78,99	0,22	33,30	46,35	79,65	79,50	0,15	0,00	0,44	0,44	0,51	-0,07
Q4-2002	34,00	46,42	80,42	80,55	-0,14	34,00	46,50	80,50	80,75	-0,25	0,00	0,06	0,08	0,20	-0,11
1998	30,73	44,75	75,48	74,30	1,18	30,73	44,75	75,48	74,30	1,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1999	29,33	44,43	73,75	75,13	-1,38	29,28	44,58	73,85	75,28	-1,43	-0,05	0,15	0,10	0,15	-0,05
2000	30,40	45,43	75,83	76,70	-0,88	30,39	45,55	75,94	77,23	-1,29	-0,01	0,13	0,11	0,52	-0,41
2001	32,25	45,59	77,84	77,92	-0,08	32,05	45,95	78,00	78,53	-0,52	-0,20	0,36	0,18	0,61	-0,45
2002	33,51	45,85	79,36	79,44	-0,08	33,47	46,29	79,75	80,06	-0,31	-0,05	0,44	0,39	0,63	-0,23

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)

Révision de mars 2000

Tableau III

Marché mondial du pétrole à court terme

Production de l'OPEP		Mars 2000	Octobre 1999
1999 - Q4	production observée plus basse que prévue	28,90	29,10
2000	augmentation moindre MB/j	1,11 (30,40)	1,07 (30,40)
2001	augmentation plus forte en MB/j	1,66 (32,05)	1,85 (32,25)
2002	sensiblement la même production en MB/j	33,47	33,51

Production non-OPEP		Mars 2000	Octobre 1999
1999 - Q4	production observée un peu plus haute que prévue	45,30	45,00
2000	augmentation semblable MB/j	0,97 (45,55)	1,0 (45,43)
2001	augmentation légèrement plus forte en MB/j	0,4 (45,95)	0,16 (45,49)
2002	production légèrement plus élevée en MB/j	0,34 (46,29)	0,26(45,85)

Production totale		Mars 2000	Octobre 1999
1999 - Q4	production observée un peu plus haute que prévue	74,20	74,10
2000	augmentation légèrement plus forte en MB/j	2,09 (75,94)	1,57 (75,83)
2001	augmentation légèrement plus forte en MB/j	2,06 (78,00)	2,01 (77,84)
2002	production légèrement plus élevée en MB/j	1,75 (79,75)	1,52 (79,36)

Demande mondiale de pétrole brut		Mars 2000	Octobre 1999
1999 - Q4	demande observée un peu plus haute que prévue	76,90	76,70
2000	augmentation plus forte (reconstruction des stocks)	1,95 (77,23)	1,57 (76,70)
2001	augmentation plus forte (reconstruction des stocks)	1,30 (78,53)	1,22 (77,92)
2002	même augmentation en MB/j	1,53 (80,06)	1,52 (79,44)

Surplus (+) / Déficit (-) du marché mondial		Mars 2000	Octobre 1999
1999 - Q4	déficit observé un peu plus haut que prévu	-2,70	-2,80
2000	demande plus grande et production plus petite	-1,29	-0,88
2001	le marché reste déficitaire en raison de la reconstruction des stocks qui ont fortement descendus.	-0,52	-0,08
2002		-0,31	-0,08

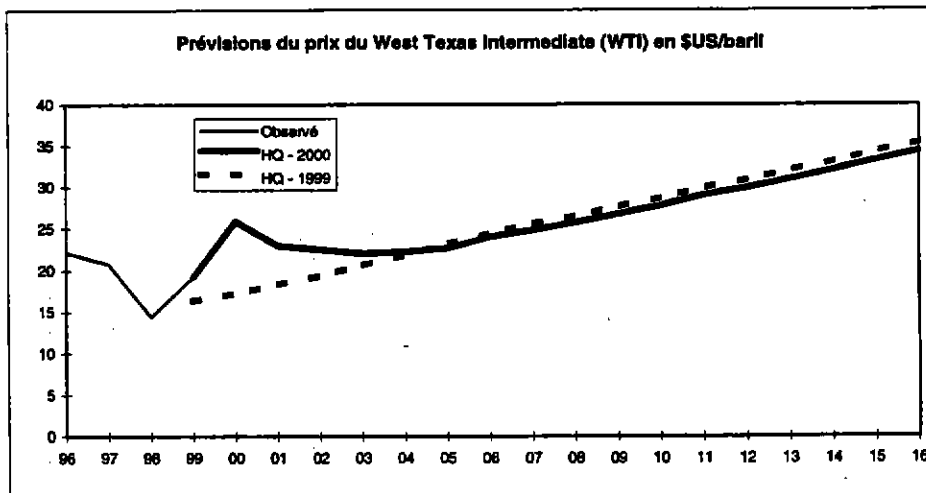
Prix du West Texas Intermediate en \$US/baril		Mars 2000	Octobre 1999
1999 - Q4	meilleure discipline de l'OPEP que celle prévue	24,56	22,00
2000		25,92	20,79
2001		22,94	18,94
2002		22,50	19,46

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) Révision de mars 2000

Tableau IV

Prévisions du prix du pétrole brut - \$US/baril
West Texas Intermediate

	Observé	HQ - 2000	HQ - 1999	Écart
96	22,16			
97	20,73			
98	14,39			
99	19,23	19,23	16,30	2,93
00		25,92	17,28	8,64
01		22,94	18,31	4,63
02		22,50	19,41	3,09
03		22,00	20,58	1,42
04		22,25	21,81	0,44
05		22,64	23,12	-0,48
06		24,00	24,51	-0,51
07		24,75	25,49	-0,74
08		25,65	26,51	-0,86
09		26,75	27,57	-0,82
10		27,75	28,67	-0,92
11		29,00	29,82	-0,82
12		29,88	30,86	-0,98
13		30,91	31,94	-1,03
14		32,03	33,06	-1,03
15		33,19	34,22	-1,03
16		34,39	35,42	-1,03



Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)

Révision de mars 2000

Tableau V

Bilan du marché mondial du pétrole brut en millions de barils par jour (MB/j)

Prévision d'octobre et de juillet 1999						2000-20
	2000	2005	2010	2015	2020	%
Production						
-OPEP	31,00	37,60	41,50	46,70	53,50	2,77%
-non-OPEP	45,60	46,90	51,70	54,80	56,30	1,06%
Totale	76,60	84,50	93,20	101,50	109,80	1,82%
Demande mondiale	77,00	84,80	93,50	101,80	110,30	1,81%
Surplus(+) / Déficit (-)	-0,40	-0,30	-0,30	-0,30	-0,50	
Prix du WTI en \$US/baril	20,79	23,12	28,67	34,22	40,66	3,41%

Prévision de mars 2000						2000-20
	2000	2005	2010	2015	2020	%
Production						
-OPEP	30,39	37,90	42,15	47,80	55,50	3,06%
-non-OPEP	45,55	47,00	51,80	55,00	56,60	1,09%
Totale	75,94	84,90	93,95	102,80	112,10	1,97%
Demande mondiale	77,23	85,00	94,00	103,00	112,40	1,89%
Surplus(+) / Déficit (-)	-1,29	-0,10	-0,05	-0,20	-0,30	
Prix du WTI en \$US/baril	25,22	22,64	27,75	33,19	39,65	2,29%

Provenance de la production mondiale de pétrole brut en %

	2000	2005	2010	2015	2020
Prévision Juillet 1999					
-OPEP	40,50%	44,50%	44,50%	46,00%	48,70%
-non-OPEP	59,70%	55,00%	55,00%	54,00%	51,30%

	2000	2005	2010	2015	2020
Prévision Mars 2000					
-OPEP	40,02%	44,64%	44,86%	46,50%	49,51%
-non-OPEP	59,98%	55,36%	55,14%	53,50%	50,49%

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)

Révision de mars 2000

Tableau VI

Energy-poll London, 21 décembre 1999
Prévisions du prix du Brent en \$US/baril

	4Q99	1Q00	2Q00	3,4Q00	2000	2001
CERA, Paris	25,00	23,50	21,00	18,75	20,50	
Centre Global Energy Studies	23,80	23,50	21,00	18,55	20,40	
Commerzbank, Londres	22,00	22,00	18,50	14,75	17,50	
CSFB, Londres	23,25	23,00			19,50	
Daiwa Institute Research, Londres	23,00	20,00	17,00	17,00	17,75	
Deutsche Bank, Edimburg	21,00	20,00	17,00	17,50	16,00	
Energy Market Consultants, Londres	24,00	23,00				
Economist Intelligence, Londres	24,48	23,00	18,00	18,50	19,50	
Dresdner Kleinwort Benson, Londres						17,00
Lehman Brothers, Londres (*)	22,00	21,00	18,00	17,00	18,25	
Merrill Lynch, Londres	25,00				19,00	
Morgan Stanley Dean Witter, Londres	24,50				17,50	
Petroleum Finance, Washington	23,50	20,75	16,50	15,88	17,25	
Purvin & Gertz, Londres	23,50	21,00	18,00	17,50	18,50	
Salomon Smith Barney, Londres					18,50	
SG Securities, Londres	23,77	22,50	19,50	18,00	19,50	18,00
Standard Bank, Londres	23,50	21,50	18,50	16,00	18,00	
Warburg Dillon Read, Londres	24,20	21,25			18,50	
Williams de Broe, Londres	25,00	24,00	18,00	17,00	19,00	
Moyenne	23,62	22,00	18,42	17,20	18,56	

(*): doit être révisé en janvier 2000.

Récentes prévisions du prix du Brent en \$US/baril

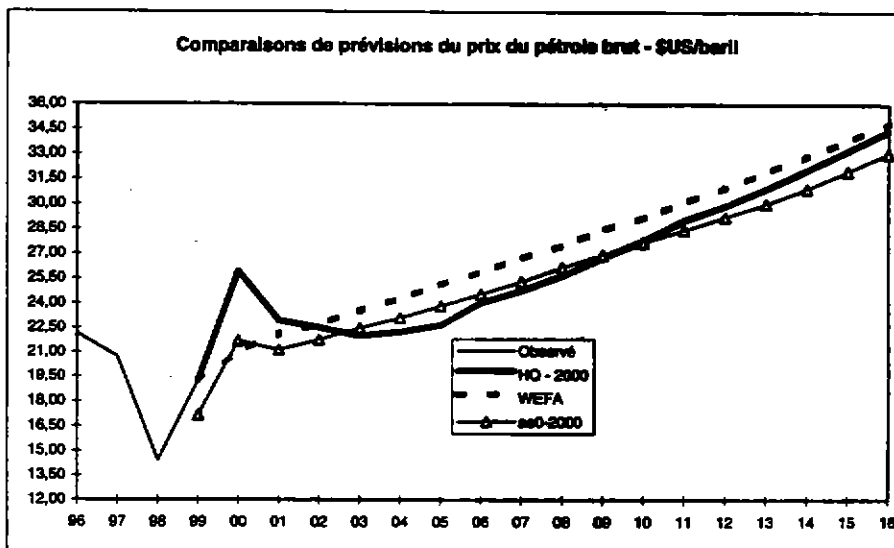
	2000	2001
Dresdner Kleinwort Benson, Londres - 24 janvier 2000	19,00	17,00
SG Securities, Londres - 21 janvier 2000	22,50	20,00
La plupart des prévisions - 21 janvier 2000	19,50	
Morgan Stanley Dean Witter - 3 janvier 2000		
le prix pourrait dépasser les 30 \$US/b et demeurer à ce niveau si la croissance économique mondiale est plus forte que celle anticipée et que l'offre de pétrole brut demeure sous contrôle;		
Hydro-Québec - Octobre 1999 pour le prix du West Texas Intermediate	20,68	18,94
Hydro-Québec - Mars 2000 pour le prix du West Texas Intermediate	25,92	22,94

Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) Révision de mars 2000

Tableau VII

Prévisions du prix du pétrole brut - \$US/baril
West Texas Intermediale

	Observé	HQ - 2000	WEFA	ao0-2000
96	22,16			
97	20,73			
98	14,39			
99	19,23	19,23	19,23	17,13
00		25,92	21,00	21,70
01		22,94	22,10	21,14
02		22,50	22,70	21,75
03		22,00	23,50	22,47
04		22,25	24,30	23,08
05		22,64	25,10	23,80
06		24,00	25,90	24,54
07		24,75	26,70	25,29
08		25,65	27,50	26,14
09		26,75	28,40	26,91
10		27,75	29,20	27,66
11		29,00	30,10	28,43
12		29,88	31,00	29,21
13		30,91	31,90	29,99
14		32,03	32,90	30,91
15		33,19	33,80	31,97
16		34,39	34,90	33,03

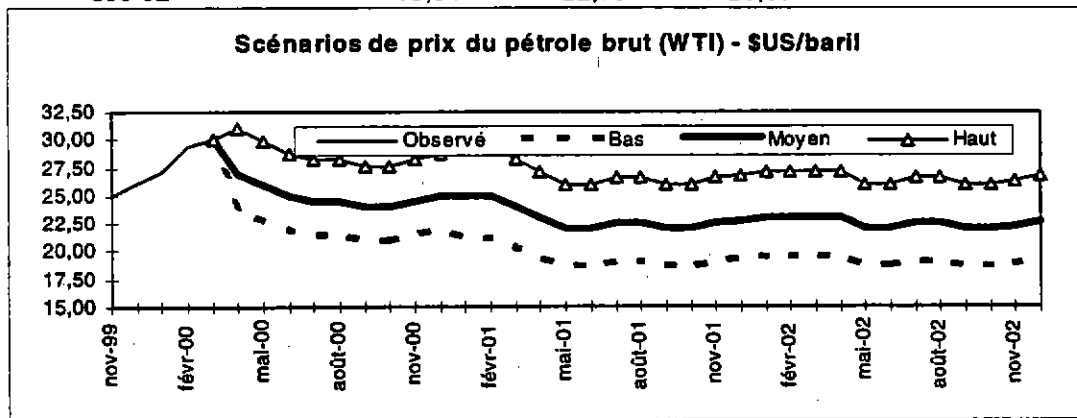


Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) Révision de mars 2000

Tableau VIII

Prévisions du prix du pétrole brut (WTI) en \$US/baril

	Observé	Bas	Moyen	Haut
nov-99	24,97			
déc-99	26,08			
janv-00	27,18			
févr-00	29,35			
mars-00	30,00	30,00	30,00	30,00
avr-00		23,76	27,00	31,05
mai-00		22,88	26,00	29,90
juin-00		22,00	25,00	28,75
juil-00		21,56	24,50	28,18
août-00		21,56	24,50	28,18
sept-00		21,12	24,00	27,60
oct-00		21,12	24,00	27,60
nov-00		21,56	24,50	28,18
déc-00		22,00	25,00	28,75
janv-01		21,25	25,00	29,50
févr-01		21,25	25,00	29,50
mars-01		20,40	24,00	28,32
avr-01		19,55	23,00	27,14
mai-01		18,70	22,00	25,96
juin-01		18,70	22,00	25,96
juil-01		19,13	22,50	26,55
août-01		19,13	22,50	26,55
sept-01		18,70	22,00	25,96
oct-01		18,70	22,00	25,96
nov-01		19,13	22,50	26,55
déc-01		19,34	22,75	26,85
janv-02		19,55	23,00	27,14
févr-02		19,55	23,00	27,14
mars-02		19,55	23,00	27,14
avr-02		19,55	23,00	27,14
mai-02		18,70	22,00	25,96
juin-02		18,70	22,00	25,96
juil-02		19,13	22,50	26,55
août-02		19,13	22,50	26,55
sept-02		18,70	22,00	25,96
oct-02		18,70	22,00	25,96
nov-02		18,91	22,25	26,26
déc-02		19,34	22,75	26,85

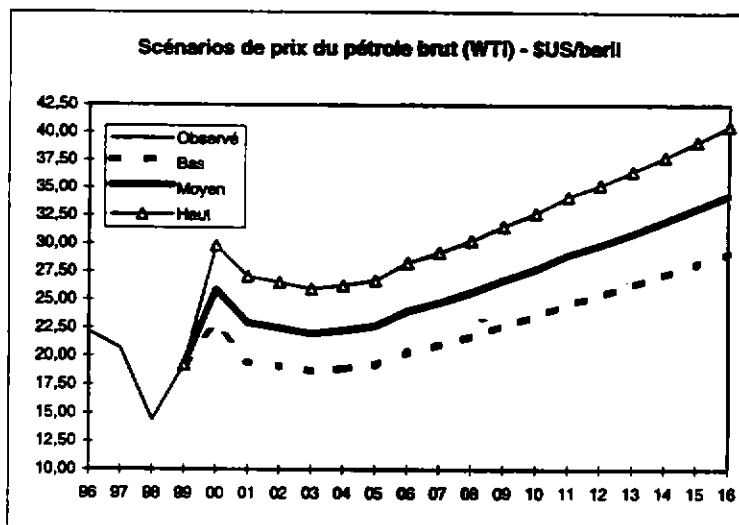


Prévision du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) Révision de mars 2000

Tableau IX

Prévisions du prix du pétrole brut - \$US/baril
West Texas Intermedate - Mars 2000

	Observé	Bas	Moyen	Haut
96	22,16			
97	20,73			
98	14,39			
99	19,23	19,23	19,23	19,23
00		22,81	25,92	29,81
01		19,50	22,94	27,07
02		19,13	22,50	26,55
03		18,70	22,00	25,96
04		18,91	22,25	26,25
05		19,24	22,64	26,71
06		20,40	24,00	28,32
07		21,04	24,75	29,21
08		21,80	25,65	30,27
09		22,74	26,75	31,57
10		23,59	27,75	32,75
11		24,65	29,00	34,22
12		25,40	29,88	35,26
13		26,27	30,91	36,47
14		27,23	32,03	37,80
15		28,21	33,19	39,16
16		29,23	34,39	40,58



Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

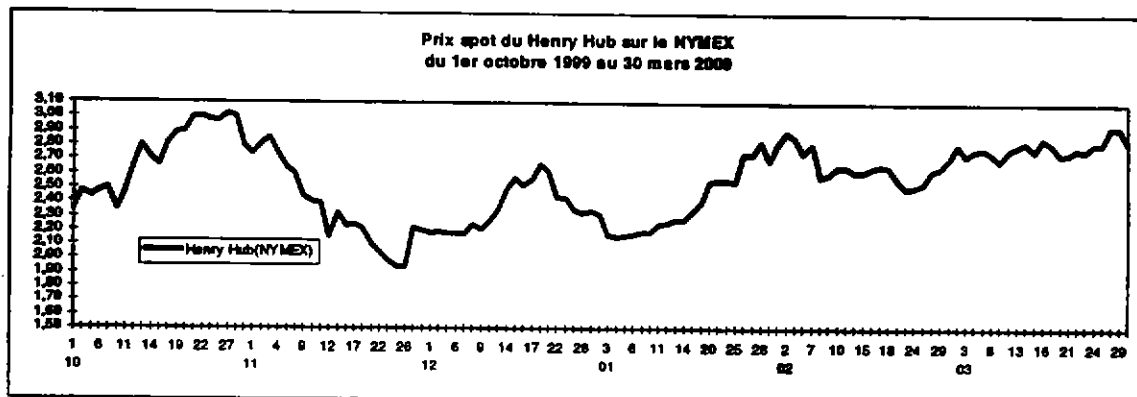
Révision de mars 2000

Situation récente

Marché américain

Depuis notre dernière prévision de prix, réalisée en octobre 1999, le prix du gaz naturel américain Henry Hub sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX) ne s'est pas comporté comme nous l'avions prévu. Les prix observés ont été inférieurs à ceux anticipés à l'exception du mois de novembre 1999 (voir graphique I). La température plus douce que la normale sur l'ensemble de l'Amérique du Nord a résulté en une demande et un prix plus faibles que prévus. L'exception concernant le prix du mois de novembre s'explique par une demande vigoureuse de gaz naturel en octobre 1999 aux États-Unis. Les températures ont été plus froides que la normale dans l'Est et le Midwest et plus chaudes dans l'Ouest ce qui a fait augmenter les prix à ce moment. De plus, il y avait 37 % de plus de capacité électrique nucléaire hors service qu'en octobre 1998, ce qui a stimulé la demande de gaz naturel des producteurs électriques. Finalement, les utilités de gaz naturel ont préféré conserver leurs réserves et ont plutôt acheté sur le marché spot pour répondre à cette demande.

Graphique I



À partir de la mi-janvier 2000, des températures très froides ont envahi tout l'Est du continent, ce qui a généré une demande plus forte que celle anticipée pour cette période de l'année. Le prix spot dans la région de New York a augmenté en flèche passant d'un prix de 2,50 à plus de 20,00 \$US/MMBtu pour quelques heures. Les acheteurs ont rivalisé entre eux pour s'accaparer un espace restreint sur les pipelines. Au même moment, les prix des produits pétroliers ont fortement augmenté ce qui a incité certains consommateurs à recourir à plus de gaz naturel.

Aux États-Unis, durant le mois de janvier 2000, les stocks de gaz naturel ont diminué de 750 Bcf ce qui a constitué un record mensuel de retraits. Les stocks observés sont présentement inférieurs à la moyenne des cinq dernières années.

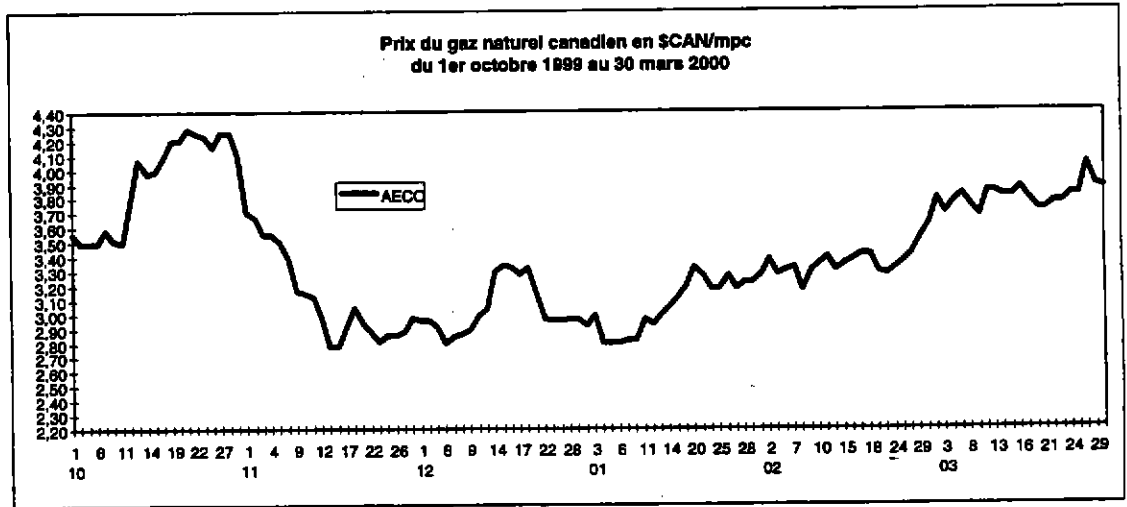
Marché canadien

Les prix du gaz naturel canadien à la frontière de l'Alberta se sont comportés sensiblement comme nous l'avions prévu lors de notre prévision d'octobre 1999. Les prix observés ont été élevés en octobre et novembre suite à la forte demande américaine. Par la suite, l'offre et la demande de gaz naturel en Alberta ont évolué normalement (voir graphique II).

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Graphique II



Présentement, les prix élevés des produits pétroliers au Canada monopolisent les débats sur l'énergie et font oublier que les prix du gaz naturel canadien ont connu une croissance aussi forte depuis les 18 derniers mois. La production américaine qui stagne et le besoin de reconstruire les réserves à la fin de la période de chauffage devraient continuer d'exercer une pression sur les prix du gaz naturel canadien.

Demande de court terme

Pour l'année 2000, nous prévoyons que la demande américaine de gaz naturel augmentera de 4,25 % par rapport à la demande de 1999. Une partie de cette augmentation réside dans le fait que la demande en 1999 a été plus basse que prévue en raison d'une température plus douce que la normale. La production d'électricité demeure le secteur où la croissance de la consommation de gaz naturel est la plus forte (voir tableaux I et II). Il y aurait approximativement 23 % de la capacité de production électrique américaine qui peut substituer du gaz naturel aux produits pétroliers et avec les prix élevés de ces produits, on peut s'attendre à une forte demande de gaz naturel. À la fin février 2000, les prix du mazout #2 et #6 étaient respectivement à 5,68 et 3,68 \$US/MMBtu au port de New York.

Pour la période 2000-2005, nous prévoyons que la croissance de la demande sera légèrement plus élevée au Canada qu'aux États-Unis (2,48 vs 2,00 %). La récente pénétration du gaz naturel de la Nouvelle-Écosse dans les Provinces maritimes explique en partie cette différence.

Offre de court terme

La production canadienne de gaz naturel, pour la période 2000-2005, augmenterait de 3 % par an (voir tableau III). Au cours des dernières années, la croissance de la production canadienne a été supérieure à ce taux. Durant plusieurs mois en 1998 et 1999, les faibles prix du pétrole brut ont comprimé les dépenses d'exploration et de forage. En dépit du fait que 7 500 puits de gaz naturel devraient être forés en 2000, en comparaison des 6 500 puits forés en 1999, le délai entre la fin du forage et le début de la production de gaz naturel explique la croissance plus faible à court terme de la production. Pour la même période, la production américaine devrait connaître une croissance annuelle moyenne de 0,82 % par année (voir tableau IV).

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Les exportations canadiennes de gaz naturel devraient atteindre 3,54 Bcf en 2000, représenter 15,6 % de l'offre totale aux États-Unis. Sur la période 2000-2005, les exportations canadiennes devraient croître de 2,4 % par année pour atteindre 4 Bcf en 2005. En 2005, la part du gaz naturel canadien dans l'offre totale aux États-Unis devrait atteindre 16,6 %.

Les stocks

À la fin du mois de février 2000, la réserve utile aux États-Unis était de 1 194 Bcf, ce qui représente un taux de remplissage de 37 %. Les réserves sont plus faibles de 31 % par rapport à celles de l'année dernière et 160 Bcf en-dessous de la moyenne des cinq dernières années pour la même date (voir tableau VI). À la fin de la période de chauffage, les réserves américaines devraient être inférieures à 1 000 Bcf. Ce niveau de réserves devrait exercer une pression à la hausse sur les prix durant toute la durée du prochain cycle printemps/été d'injection.

Les réserves utiles au Canada sont 21 % inférieures à celles de 1999 à pareille date.

Révision de mars 2000

Prix du gaz naturel Henry Hub sur le NYMEX

Après un prix à la fermeture pour les contrats à terme du gaz naturel Henry Hub sur le « New York Mercantile Exchange » (NYMEX) pour février 2000 de 2,61 \$US/MMBtu, notre prévision de prix suppose un prix moyen de 2,75 pour mars avant de diminuer à 2,30 \$US/MMBtu en juin (voir tableau V). Cette baisse de prix s'explique par la faiblesse de la demande durant cette période de l'année, la période de chauffage est terminée et celle de la climatisation n'est pas encore pleinement engagée. Par la suite, nous prévoyons que le prix augmentera dans un premier temps en raison de la demande de gaz naturel pour fins de climatisation et dans un deuxième temps pour fins de reconstitution des stocks. Ainsi, nous prévoyons que le prix sera de 2,80 \$US/MMBtu pour le mois de décembre 2000. Sur la base annuelle, le prix moyen pour 2000 serait de 2,55 \$US/MMBtu, soit une augmentation de plus de 11 % par rapport au prix moyen de 1999.

Pour janvier 2001, le prix devrait être de 2,80 \$US/MMBtu pour diminuer au printemps à 2,23 puis, remonter à 2,80 \$US/MMBtu à la fin de l'année. Le prix annuel moyen de 2001 se situerait à 2,56 \$US/MMBtu, soit sensiblement le même prix que pour l'année 2000. Pour l'année 2002, le prix serait de 2,63 \$US/MMBtu, soit une augmentation annuelle de 2,7 %. L'arrivée du gaz naturel de la Nouvelle-Écosse dans le Nord-Est américain, la mise en service de nouvelles capacités de transit entre le Canada et les États-Unis et la production américaine prévue sont des facteurs qui nous permettent d'anticiper un prix du gaz naturel relativement constant sur la période 2000-2002.

Prix à la frontière de l'Alberta

Étant donné le niveau des stocks actuel, l'activité économique et l'inflation prévues, nous avons légèrement revu à la hausse notre prix prévu du gaz naturel canadien. L'augmentation est moins de 0,10 \$CAN/mpc pour la période entre mars et novembre 2000 inclusivement. Nous prévoyons que le prix devrait se maintenir au-dessus des 3 \$CAN/mpc pour toute l'année 2000. Le prix moyen pour 2000 serait de 3,09 \$CAN/mpc ce qui représenterait une augmentation de 3 % par rapport au prix moyen de 1999 (voir tableau VI).

Pour 2001 et 2002, le prix se maintient sensiblement au même niveau que celui de l'année 2000. La mise en service du pipeline Alliance pour la fin de l'année 2000 explique en grande partie ce niveau relativement constant sur la période 2000-2002.

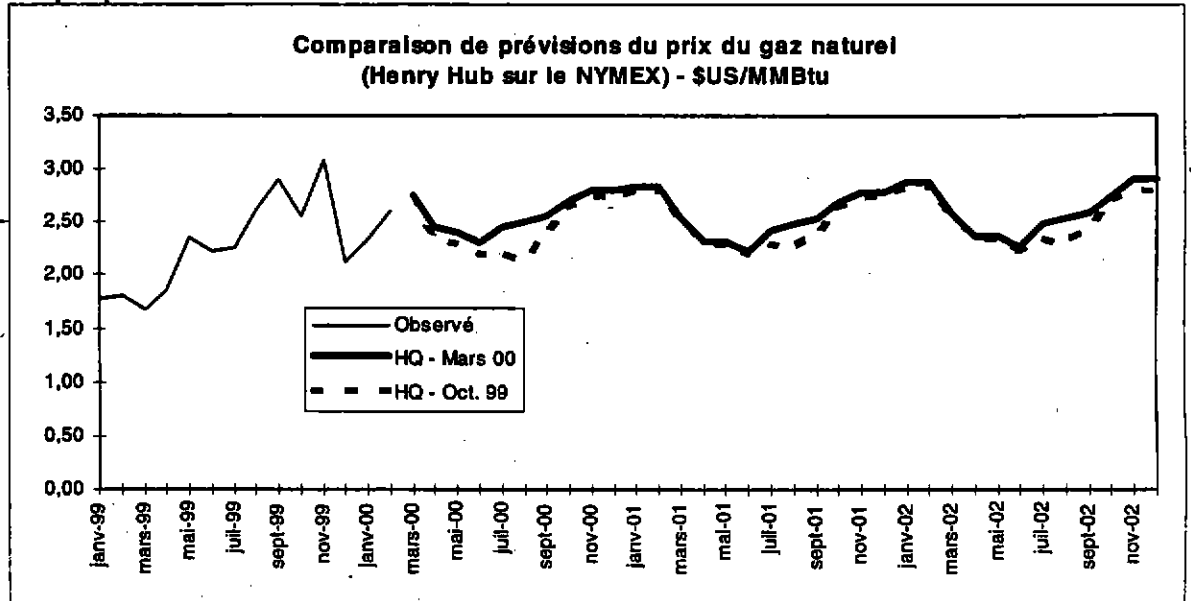
Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

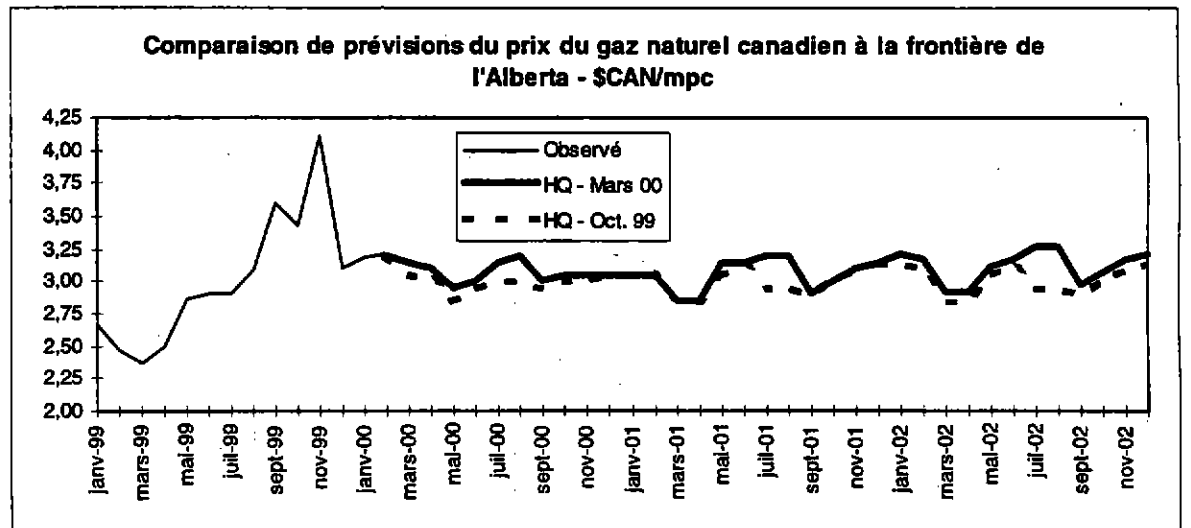
Comparaison avec
notre prévision
d'octobre 1999

Tant pour les prix américains que canadiens du gaz naturel, notre prévision actuelle est similaire à celle réalisée en octobre dernier, sauf en ce qui concerne le profil saisonnier du prix. Nous avons augmenté nos prévisions de prix durant les mois d'été pour refléter la pénétration du gaz naturel dans la production d'électricité. Durant ces mois, la demande d'électricité pour fins de climatisation exerce une pression à la hausse sur les prix du gaz naturel (voir tableaux V et VI).

Graphique III



Graphique IV



Comparaison avec
d'autres
prévisionnistes

La firme Canadian Enerdata Ltd publie mensuellement la revue « The Natural Gas Lookout » qui présente des prévisions à court et moyen terme des prix du gaz naturel. Pour 2000, notre prévision du prix du gaz Henry Hub est inférieure à la leur entre mars et la prochaine saison de chauffage. Après, nos prévisions sont similaires. Pour 2001 et 2002, notre prévision est inférieure de 7 et 6 % respectivement à la prévision de Canadian Enerdata effectuée en mars 2000.

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

La prévision de l'agence américaine « Energy Information Administration », porte sur le prix moyen du gaz naturel à la tête des puits pour l'ensemble du territoire américain. En 1999, le prix observé du Henry Hub a été 8,6 % plus élevé que l'indice prix à la tête de puits. Pour 2000, notre prévision est seulement 2,8 % supérieure à la prévision de l'agence américaine. Pour 2001, les deux prévisions sont au même niveau. Par rapport à ce prévisionniste, notre prévision serait également conservatrice.

Pour le prix du gaz naturel canadien à la frontière de l'Alberta, pour les années 2000 à 2002, notre prévision est 15 % inférieure à celle de Canadian Enerdata effectuée en mars 2000 (voir tableaux VII, VIII et IX).

Facteurs de risque

Les prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta dépendent largement des prix du gaz naturel aux États-Unis et cette dépendance devrait s'accroître avec les mises en services de nouveaux pipelines entre les deux pays. Ainsi, un facteur qui ferait varier le prix aux États-Unis risquerait fort bien d'avoir la même répercussion sur le prix du gaz naturel au Canada. Plusieurs éléments peuvent faire dévier les prix observés de notre scénario moyen de prévision (voir tableaux X et XI). Les écarts de nos scénarios bas et haut par rapport à notre scénario moyen sont en pourcentage les mêmes que ceux retenus dans nos dernières prévisions.

À la hausse

- niveaux des réserves utiles plus faibles que prévus à la fin de la saison de chauffage ;
- écart de température par rapport aux normales saisonnières autant l'hiver que l'été ;
- production nucléaire plus faible que celle anticipée ;
- retard dans la mise en service du pipeline « Alliance » ;
- prix du pétrole brut plus élevé que celui prévu ;
- croissance économique plus forte que prévue en Amérique du Nord.

À la baisse

Le contraire des facteurs énumérés ci-haut.

Avec l'importance de la demande de gaz naturel provenant des producteurs d'électricité et sachant que la demande de pointe en électricité se produit en été aux États-Unis, nous jugeons que la probabilité d'occurrence d'un scénario fort est plus élevée que celle d'un scénario bas.

LONG TERME

Entre les années 2000 et 2020, nous prévoyons que la demande américaine de gaz naturel devrait passer de 22,36 à 31,44 Bcf par année (voir tableaux II et III), ce qui représenterait un taux de croissance annuel moyen de 1,72 %. Il s'agit d'une croissance légèrement moindre que celle retenue lors de l'exercice de planification de l'année dernière qui était de 1,82 % par année. Diverses améliorations technologiques devraient augmenter le rendement du gaz naturel. Ainsi, pour atteindre le même niveau de services, une quantité moindre de gaz naturel serait requise. De plus, l'importance du secteur tertiaire par rapport au secteur industriel dans l'économie américaine à l'horizon 2016 a été légèrement revue à la hausse. Étant donné que ce secteur d'activités est beaucoup moins intensif en énergie que le secteur industriel, la consommation énergétique totale diminue.

La demande de gaz naturel

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Aux États-Unis pour l'année 2000, la consommation de gaz naturel du secteur résidentiel représente 22 % de la demande totale américaine de gaz naturel (voir tableau II), le secteur commercial 15 %, le secteur industriel 37 % et la production d'électricité 18 %. À l'horizon 2020, cette composition est modifiée, car le poids de la production d'électricité passe à 29,5 % de la demande américaine totale. Les autres secteurs perdent à peu près également de l'importance relative dans le bilan global de la consommation de gaz naturel américaine.

Par rapport à la composition de la demande de gaz naturel qui avait été retenue lors de notre exercice de prévision de juin 1999, la part relative de la production d'électricité est légèrement plus importante. La restructuration du marché de l'électricité devrait conduire à une efficacité économique dans l'utilisation des différents combustibles. Le rendement du gaz naturel dans la production d'électricité, le délai de construction d'une unité au gaz et l'aspect environnemental expliquent la forte pénétration du gaz naturel dans la production d'électricité.

La demande de gaz naturel au Canada augmente de 3,3 à 4,90 Bcf par année entre 2000 et 2020, pour un taux de croissance annuel moyen de 2,00 % par an. À l'horizon 2020, la nouvelle demande retenue est légèrement plus élevée que celle retenue l'année dernière (4,90 vs 4,50 Bcf par an). Les industries intensives en énergie de l'Alberta, la production d'électricité à partir du gaz naturel en Ontario et dans une moindre mesure, la pénétration du gaz naturel dans les Provinces maritimes devraient être les moteurs de cette croissance.

L'offre de gaz naturel

L'offre de gaz naturel en Amérique du Nord devrait passer de 25,59 Bcf pour l'année 2000 à 36,2 Bcf ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 1,75 % sur la période 2000-2020 (voir tableau III).

De 2000 à 2020, aux États-Unis, la production devrait connaître un taux de croissance annuel moyen de 1,66 %. Cette croissance devrait obliger les producteurs américains à exploiter des puits plus petits et plus coûteux. Les innovations technologiques, le développement de nouvelles réserves et la mise en place d'une infrastructure de transport sont absolument requis et constituent des défis, car pour de nombreux bassins, les tendances actuelles sont de pauvres succès de forage et un déclin de production par rapport aux puits existants.

Au Canada, sur la période 2000-2020, l'offre devrait croître à un taux moyen de 2 % pour passer de 6,57 à 9,74 Bcf. Les exportations de gaz naturel canadien vers les États-Unis devraient passer de 3,54 Bcf en 2000 à 5,01 Bcf en 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,75 %. Les producteurs canadiens devront également réunir des capitaux et effectuer des efforts pour soutenir ce rythme de production.

Le prix du gaz naturel

Les augmentations de prix du gaz naturel découlent en partie du fait que les nouveaux gisements qui seront exploités dans le futur seront plus petits et plus coûteux à exploiter. Par contre, du point de vue technique, les ressources récupérables demeurent plus qu'adéquates dans l'ensemble pour répondre à la demande.

Aux États-Unis, le prix annuel moyen du Henry Hub sur le NYMEX devrait être de 2,55 \$US/MMBtu en 2000, le prix devrait atteindre 4,41 \$US/MMBtu en 2016 ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 3,48 %. Bien que ce prix soit supérieur à celui retenu l'an dernier, son taux de croissance est inchangé(voir tableau XII).

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Au Canada, le prix annuel moyen du gaz naturel à la frontière de l'Alberta devrait être de 3,09 \$CAN/mpc en 2000, le prix devrait atteindre 5,62 \$CAN/mpc en 2016 ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 3,8 %. Par rapport à la prévision de juin 1999, notre prix a été revu à la hausse (voir tableau XIII).

L'Amérique du Nord évolue vers un marché hautement intégré. Ainsi, les prix régionaux du gaz naturel devraient converger à moyen et long terme. Les mises en service de pipelines qui permettent au gaz naturel canadien de rejoindre les principaux marchés américains de consommation font en sorte que les marchés canadiens et américains de gaz naturel sont et seront de plus en plus intégrés ce qui devrait diminuer les écarts de prix entre les ressources canadiennes et américaines. Par contre, des pressions saisonnières et des bilans offre/demande régionaux différents peuvent causer, sur des courtes périodes de temps, des variations significatives dans les prix régionaux.

De 1995 à 1999 inclusivement, l'écart annuel moyen entre le prix du Henry Hub sur le NYMEX et celui du gaz naturel canadien à la frontière de l'Alberta a été de 0,85 \$US/MMBtu. Par contre, cet écart a été de 0,60 \$US/MMBtu en 1998 et de seulement 0,23 \$US/MMBtu en 1999. Nous pensons que cet écart devrait se maintenir dans les 0,40 \$US/MMBtu pour les cinq prochaines années, puis diminuera à 0,30 \$US/MMBtu pour s'y maintenir jusqu'en 2016 (voir tableau XV). L'an dernier, nous avons retenu un écart de 0,50 \$US en 2000 pour atteindre 0,30 \$US seulement en 2009.

Comparaison avec d'autres prévisionnistes

Le groupe WÉFA a produit une prévision du prix du gaz naturel américain à la tête de puits. Sur la période 2000-2016, leur prévision indique un taux de croissance annuel moyen de 3,23 %, ce qui se compare très bien avec notre prévision qui indique un taux de 3,48 % sur la même période. L'écart entre les deux prévisions augmente dans le temps, car la croissance du coût de production du Henry Hub qui se trouve en eau profonde du golfe du Mexique devrait être plus élevée que l'ensemble des localisations américaines de production (voir tableau XIV).

Facteurs de risque

Les facteurs de risque pour les prix du gaz naturel à long terme se retrouvent autant du côté de la demande que de l'offre. La demande de gaz naturel peut être différente de celle prévue. L'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité et la consommation du secteur industriel qui dépendent de plusieurs facteurs sont les éléments qui peuvent le plus s'écarter de leurs trajectoires prévues (voir tableau XVI et XVII).

La production de gaz naturel que nous prévoyons pour le futur exige des efforts importants du point de vue financier et technologique. Tout retard, glissement ou manquement par rapport aux efforts requis exerceraient une forte pression à la hausse sur les prix. L'infrastructure de transport requis pour supporter le marché implique également des investissements importants. Un déséquilibre à ce niveau exercerait également des pressions sur les prix.

Nos scénarios bas et haut se comportent de la même manière que notre scénario moyen pour toutes nos prévisions de prix du gaz naturel. Le scénario moyen est centré dans la fourchette de prévisions.

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

L'importance de la production supplémentaire et les conditions dans lesquelles elle devrait survenir, nous incitent à mettre la probabilité d'occurrence d'un scénario de prix fort plus élevée que celle d'un scénario bas.

Pour l'année 2000, le scénario bas est à 88 % du scénario moyen et le scénario haut à 117 % du scénario moyen. Pour toutes les autres années, les scénarios bas et haut sont respectivement à 62 et 122 % du scénario moyen.

ANNEXE

**Prix du gaz naturel
en Amérique du Nord**

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau I

Révision de mars 2000

Demande totale de gaz naturel aux États-Unis (Tcf par année)

	2000	2005	2010	2015	2020	2000-2020
-Résidentiel	4,90	5,07	5,30	5,49	5,69	0,75%
-Commercial	3,20	3,34	3,48	3,61	3,65	0,66%
-Industriel	8,10	8,81	9,22	9,64	9,99	1,05%
-Prod. d'électricité	4,12	4,53	6,45	8,37	9,26	4,13%
-Autres	2,04	2,16	2,49	2,77	2,85	1,69%
Demande totale	22,36	23,91	26,94	29,88	31,44	1,72%

Offre totale de gaz naturel aux États-Unis (Tcf par année)

	2000	2005	2010	2015	2020	2000-2020
Production	19,02	19,81	22,52	25,09	26,46	1,66%
Importations						
-Canada	3,54	3,98	4,32	4,72	5,01	1,75%
-Mexique	-0,03	-0,08	-0,13	-0,19	-0,2	9,95%
-Gaz nat. liquide	0,14	0,29	0,33	0,33	0,33	4,38%
Importations nets	3,65	4,19	4,52	4,86	5,14	1,73%
Offre totale	22,67	24	27,04	29,95	31,6	1,67%

Révision de juin 1999

Demande totale de gaz naturel aux États-Unis (Tcf par année)

	2000	2005	2010	2015	2020	2000-2020
-Résidentiel	5,06	5,16	5,36	5,61	5,77	0,66%
-Commercial	3,45	3,58	3,73	3,86	3,88	0,59%
-Industriel	8,73	9,04	9,46	9,87	10,24	0,80%
-Prod. d'électricité	3,23	4,92	6,69	8,42	9,16	5,35%
-Autres	2,07	2,49	2,78	3,05	3,25	2,28%
Demande totale	22,54	25,19	28,02	30,81	32,30	1,82%

Offre totale de gaz naturel aux États-Unis (Tcf par année)

	2000	2005	2010	2015	2020	2000-2020
Production	19,39	21,68	23,83	26,17	27,41	1,75%
Importations						
-Canada	3,22	3,47	4,15	4,61	4,91	2,13%
-Mexique	-0,04	-0,06	-0,09	-0,12	-0,17	7,50%
-Gaz nat. liquide	0,12	0,27	0,29	0,29	0,29	4,51%
Importations nets	3,3	3,68	4,35	4,78	5,03	2,13%
Offre totale	22,69	25,36	28,18	30,95	32,44	1,80%

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau II

Demande de gaz naturel en Amérique du Nord (Tcf par année)
Révision de mars 2000

	2000	2005	2010	2015	2020	2000/2020
États-Unis	22,49	24,87	27,25	30,21	31,91	1,76%
Canada	3,30	3,73	4,12	4,55	4,90	2,00%
Total	25,79	28,60	31,37	34,76	36,81	1,79%

Demande de gaz naturel en Amérique du Nord (Tcf par année)
Révision de juin 1999

	2000	2005	2010	2015	2020	2000/2020
États-Unis	22,50	25,20	28,00	30,80	32,30	1,82%
Canada	3,30	3,60	3,80	4,10	4,50	1,56%
Total	25,80	28,80	31,80	34,90	36,80	1,79%

Tableau III

Production de gaz naturel (Tcf par année)

	2000	2005	2010	2015	2020	2000/2020
Canada	6,57	7,63	8,37	9,12	9,74	1,99%
États-Unis	19,02	19,81	22,52	25,09	26,46	1,66%
Total	25,59	27,44	30,89	34,21	36,2	1,75%

Tableau IV

Niveaux des réserves de gaz naturel en Amérique du Nord

Canada	25 févr 00		25 févr 99	
	Bcf	%	Bcf	%
-Est	70,28	26,7%	100,58	41,1%
-Ouest	114,27	37,6%	134,61	48,5%
Total	184,55	32,5%	235,19	45,0%

États-Unis	25 févr 00		25 févr 99	
	Bcf	%	Bcf	%
-Producteur	376	40,0%	583	61,0%
-Est	551	30,0%	795	44,0%
-Ouest	267	54,0%	284	58,0%
Total	1194	36,8%	1662	51,2%

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau V

Prix du Henry Hub sur le NYMEX - \$US/MMBtu

	Observé	HQ - Mars 00	HQ - Oct. 99	Écart
janv-99	1,77			
févr-99	1,81			
mars-99	1,67			
avr-99	1,85			
mai-99	2,35			
juin-99	2,23			
juil-99	2,26			
août-99	2,60			
sept-99	2,91			
oct-99	2,56			
nov-99	3,09			
déc-99	2,12			
janv-00	2,34			
févr-00	2,61			
mars-00	2,60	2,75	2,70	0,05
avr-00		2,45	2,35	0,10
mai-00		2,40	2,30	0,10
juin-00		2,30	2,20	0,10
juil-00		2,15	2,20	
août-00		2,50	2,15	
sept-00		2,55	2,10	
oct-00		2,70	2,65	0,05
nov-00		2,80	2,75	0,05
déc-00		2,80	2,75	0,05
janv-01		2,83	2,80	0,03
févr-01		2,83	2,80	0,03
mars-01		2,53	2,50	0,03
avr-01		2,33	2,30	0,03
mai-01		2,33	2,30	0,03
juin-01		2,23	2,20	0,03
juil-01			2,30	
août-01			2,25	
sept-01			2,40	
oct-01		2,68	2,65	0,03
nov-01		2,78	2,75	0,03
déc-01		2,78	2,75	0,03
janv-02		2,89	2,86	0,03
févr-02		2,89	2,86	0,03
mars-02		2,58	2,55	0,03
avr-02		2,38	2,35	0,03
mai-02		2,38	2,35	0,03
juin-02		2,27	2,24	0,03
juil-02		2,48	2,35	
août-02		2,53	2,30	
sept-02		2,58	2,45	
oct-02		2,73	2,70	0,03
nov-02		2,90	2,81	0,09
déc-02		2,90	2,81	0,09
2000		2,55	2,52	0,03
2001		2,56	2,50	0,06
2002		2,63	2,55	0,08

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau VI

Prévision du prix du gaz naturel canadien
à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)

	Observé	HQ - Mars 00	HQ - Oct. 99	Écart
janv-99	2,67			
févr-99	2,46			
mars-99	2,37			
avr-99	2,50			
mai-99	2,87			
juin-99	2,91			
juil-99	2,91			
août-99	3,09			
sept-99	3,60			
oct-99	3,43			
nov-99	4,11			
déc-99	3,11			
janv-00	3,19			
févr-00	3,22			
mars-00	3,70	3,15	3,05	0,10
avr-00		3,10	3,05	0,05
mai-00		2,95	2,85	0,10
juin-00		3,00	2,95	0,05
juil-00		3,15	3,00	0,15
août-00		3,20	3,00	0,20
sept-00		3,00	2,95	0,05
oct-00		3,05	3,00	0,05
nov-00		3,05	3,00	0,05
déc-00		3,05	3,05	0,00
janv-01		3,05	3,05	0,00
févr-01		3,05	3,05	0,00
mars-01		2,85	2,85	0,00
avr-01		2,85	2,85	0,00
mai-01		3,15	3,05	0,10
juin-01		3,15	3,15	0,00
juil-01		3,20	2,95	0,25
août-01		3,20	2,95	0,25
sept-01		2,90	2,90	0,00
oct-01		3,00	3,00	0,00
nov-01		3,10	3,10	0,00
déc-01		3,15	3,15	0,00
janv-02		3,22	3,15	0,07
févr-02		3,17	3,10	0,07
mars-02		2,92	2,85	0,07
avr-02		2,92	2,85	0,07
mai-02		3,12	3,05	0,07
juin-02		3,17	3,15	0,02
juil-02		3,27	2,95	0,32
août-02		3,27	2,95	0,32
sept-02		2,97	2,90	0,07
oct-02		3,07	3,00	0,07
nov-02		3,17	3,10	0,07
déc-02		3,22	3,15	0,07
2000		3,09	2,99	0,10
2001		3,05	3,00	0,05
2002		3,12	3,02	0,11

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau VII

Prix du Henry Hub sur le NYMEX - \$US/MMBtu

	Observé	HQ - Mars 00	Lookout-Jan00*	Lookout-Mars00*
janv-99	1,77			
févr-99	1,81			
mars-99	1,67			
avr-99	1,85			
mai-99	2,35			
juin-99	2,23			
juil-99	2,26			
août-99	2,60			
sept-99	2,91			
oct-99	2,56			
nov-99	3,09			
déc-99	2,12			
janv-00	2,34			
févr-00	2,61			
mars-00	2,60	2,75	2,40	
avr-00		2,45	2,35	2,67
mai-00		2,40	2,37	2,65
juin-00		2,30	2,40	2,64
juil-00		2,45	2,42	2,63
août-00		2,50	2,44	2,65
sept-00		2,55	2,43	2,72
oct-00		2,70	2,42	2,68
nov-00		2,80	2,43	2,77
déc-00		2,80	2,43	2,88
janv-01		2,83	2,45	2,93
févr-01		2,83	2,51	2,86
mars-01		2,53	2,67	2,81
avr-01		2,33	2,80	2,78
mai-01		2,33	2,85	2,71
juin-01		2,23	2,73	2,65
juil-01		2,43	2,65	2,64
août-01		2,48	2,70	2,67
sept-01		2,53	2,61	2,73
oct-01		2,68	2,51	2,69
nov-01		2,78	2,40	2,78
déc-01		2,78	2,37	2,89
2000		2,53	2,40	2,65
2001		2,56	2,60	2,76
2002		2,63	2,42	2,79

(*): Canadian Enerdata Ltd, publication mensuelle "The Natural Gas Lookout".

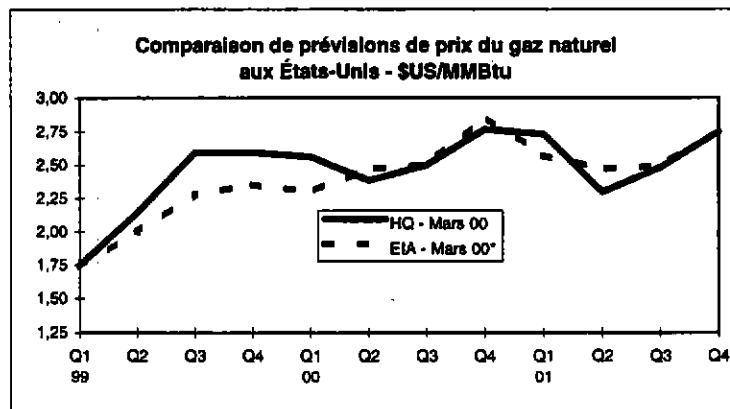
Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau VIII

Comparaisons de prévisions de prix du gaz naturel aux États-Unis en \$US/MMBtu

		Henry Hub HQ - Mars 00	Tête du puits EIA - Mars 00*	
99	Q1	1,75	1,74	0,01
	Q2	2,14	2,00	0,14
	Q3	2,59	2,28	0,31
	Q4	2,59	2,35	0,24
00	Q1	2,56	2,30	0,26
	Q2	2,38	2,47	-0,09
	Q3	2,50	2,50	0,00
	Q4	2,77	2,86	-0,09
01	Q1	2,73	2,57	0,16
	Q2	2,30	2,47	-0,17
	Q3	2,48	2,49	-0,01
	Q4	2,75	2,75	0,00
	1999	2,27	2,09	0,18
	2000	2,55	2,48	0,07
	2001	2,56	2,57	-0,01



*: Energy Information Administration/Short-Term Energy Outlook - mars 2000,

Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

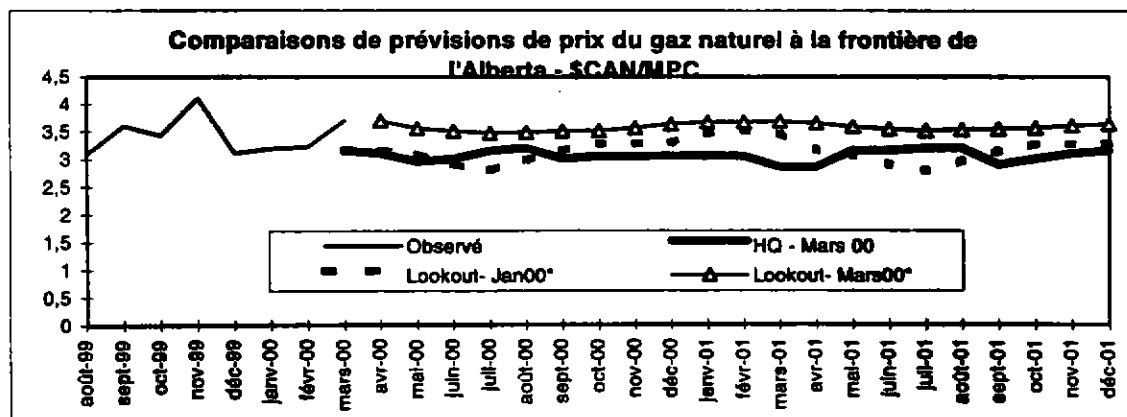
Révision de mars 2000

Tableau IX

Prévisions du prix du gaz naturel canadien
à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)

	Observé	HQ - Mars 00	Lookout- Jan00*	Lookout- Mars00*
août-99	3,09			
sept-99	3,60			
oct-99	3,43			
nov-99	4,11			
déc-99	3,11			
janv-00	3,19			
févr-00	3,22			
mars-00	3,70	3,15	3,16	
avr-00		3,10	3,16	3,69
mai-00		2,95	3,09	3,55
juin-00		3,00	2,91	3,50
juil-00		3,15	2,79	3,47
août-00		3,20	2,97	3,48
sept-00		3,00	3,15	3,50
oct-00		3,05	3,28	3,51
nov-00		3,05	3,28	3,56
déc-00		3,05	3,29	3,63
janv-01		3,05	3,46	3,67
févr-01		3,05	3,51	3,67
mars-01		2,85	3,46	3,68
avr-01		2,85	3,16	3,65
mai-01		3,15	3,07	3,59
juin-01		3,15	2,90	3,54
juil-01		3,20	2,78	3,51
août-01		3,20	2,96	3,53
sept-01		2,90	3,14	3,54
oct-01		3,00	3,27	3,56
nov-01		3,10	3,27	3,61
déc-01		3,15	3,29	3,64
2000		3,09	3,11	3,48
2001		3,05	3,20	3,60
2002		3,12	3,16	3,63

*: The Natural Gas Lookout, janvier et mars 2000



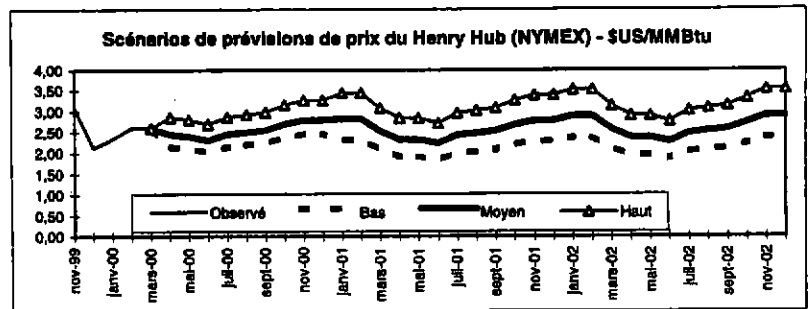
Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau X

Prix du Henry Hub sur le NYMEX - \$US/MMBtu
 HQ - Mars 00

	Observé	Bas	Moyen	Haut
nov-99	3,09			
déc-99	2,12			
janv-00	2,34			
févr-00	2,61			
mars-00	2,60	2,60	2,60	2,60
avr-00		2,16	2,45	2,87
mai-00		2,11	2,40	2,81
juin-00		2,02	2,30	2,69
juil-00		2,16	2,45	2,87
août-00		2,20	2,50	2,93
sept-00		2,24	2,55	2,98
oct-00		2,38	2,70	3,16
nov-00		2,48	2,80	3,28
déc-00		2,46	2,80	3,28
janv-01		2,32	2,83	3,45
févr-01		2,32	2,83	3,45
mars-01		2,07	2,53	3,09
avr-01		1,91	2,33	2,84
mai-01		1,91	2,33	2,84
juin-01		1,83	2,23	2,72
juil-01		1,99	2,43	2,96
août-01		2,03	2,48	3,03
sept-01		2,07	2,53	3,09
oct-01		2,20	2,68	3,27
nov-01		2,28	2,78	3,39
déc-01		2,28	2,78	3,39
janv-02		2,37	2,89	3,53
févr-02		2,37	2,89	3,53
mars-02		2,12	2,58	3,15
avr-02		1,95	2,38	2,90
mai-02		1,95	2,38	2,90
juin-02		1,86	2,27	2,77
juil-02		2,03	2,48	3,03
août-02		2,07	2,53	3,09
sept-02		2,12	2,58	3,15
oct-02		2,24	2,73	3,33
nov-02		2,38	2,90	3,54
déc-02		2,38	2,90	3,54



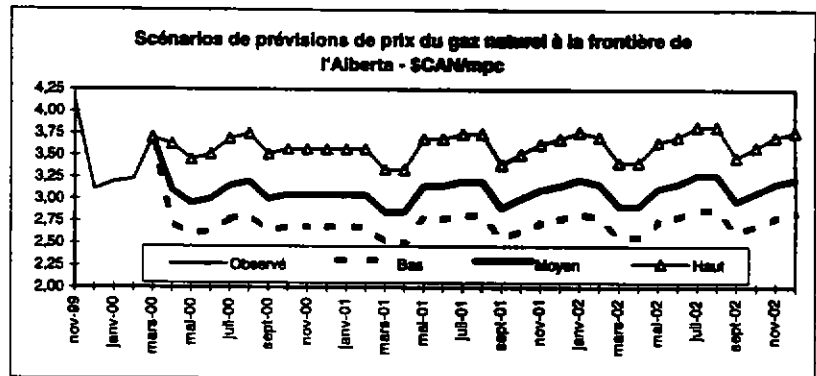
Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau XI

Prévision du prix du gaz naturel canadien
à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)
HQ - Mars 00

	Observé	Bas	Moyen	Haut
nov-99	4,11			
déc-99	3,11			
janv-00	3,19			
févr-00	3,22			
mars-00	3,70	3,70	3,70	3,70
avr-00		2,73	3,10	3,63
mai-00		2,60	2,95	3,45
juin-00		2,64	3,00	3,51
juil-00		2,77	3,15	3,69
août-00		2,82	3,20	3,74
sept-00		2,64	3,00	3,51
oct-00		2,68	3,05	3,57
nov-00		2,68	3,05	3,57
déc-00		2,68	3,05	3,57
janv-01		2,68	3,05	3,57
févr-01		2,68	3,05	3,57
mars-01		2,51	2,85	3,33
avr-01		2,51	2,85	3,33
mai-01		2,77	3,15	3,69
juin-01		2,77	3,15	3,69
juil-01		2,82	3,20	3,74
août-01		2,82	3,20	3,74
sept-01		2,55	2,90	3,39
oct-01		2,64	3,00	3,51
nov-01		2,73	3,10	3,63
déc-01		2,77	3,15	3,69
janv-02		2,63	3,22	3,77
févr-02		2,79	3,17	3,71
mars-02		2,57	2,92	3,42
avr-02		2,57	2,92	3,42
mai-02		2,75	3,12	3,65
juin-02		2,79	3,17	3,71
juil-02		2,88	3,27	3,83
août-02		2,88	3,27	3,83
sept-02		2,61	2,97	3,47
oct-02		2,70	3,07	3,59
nov-02		2,79	3,17	3,71
déc-02		2,83	3,22	3,77



Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau XII

Prix du Henry Hub sur le NYMEX - \$US/MMBtu

	Observé	HQ - Mars 00	HQ - Juin 99	Écart
96	2,57			
97	2,59			
98	2,11			
99	2,27	2,27	2,17	0,10
00		2,55	2,44	0,11
01		2,56	2,50	0,06
02		2,63	2,55	0,08
03		2,69	2,60	0,09
04		2,80	2,70	0,10
05		2,90	2,80	0,10
06		3,02	2,91	0,11
07		3,14	3,02	0,12
08		3,29	3,16	0,13
09		3,44	3,31	0,13
10		3,57	3,43	0,14
11		3,70	3,55	0,15
12		3,83	3,67	0,15
13		3,97	3,80	0,16
14		4,11	3,94	0,17
15		4,26	4,07	0,18
16		4,41	4,22	0,19
00-16		3,48%	3,48%	

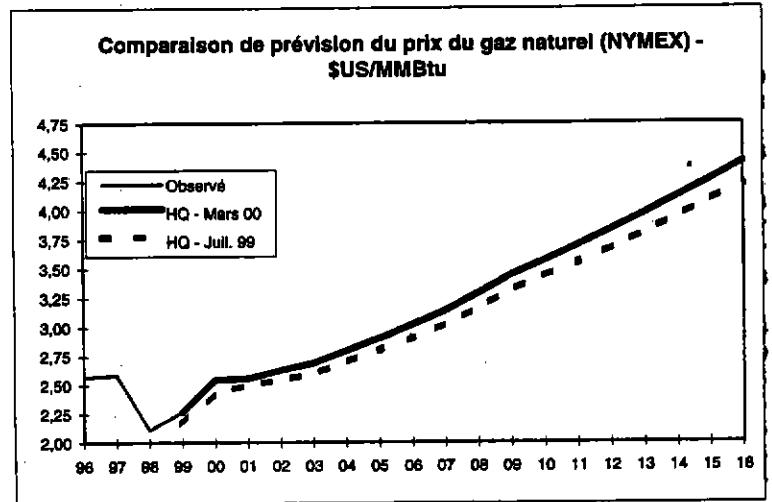
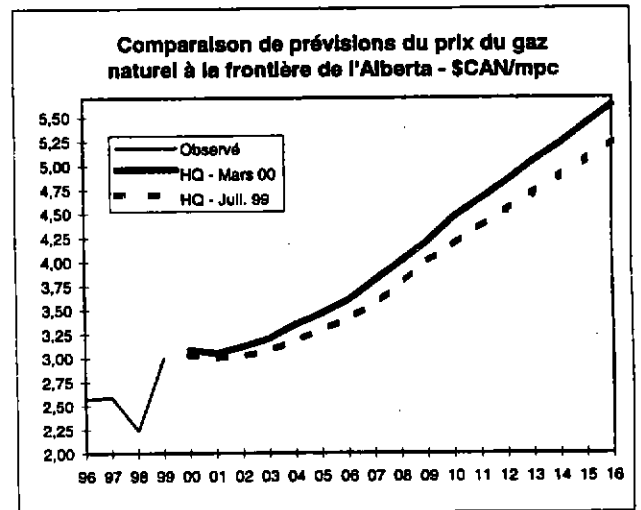


Tableau XIII

Prix du gaz naturel canadien à la frontière de l'Alberta en \$CAN/mpc

	Observé	HQ - Mars 00	HQ - Juin 99	Écart
96	2,57			
97	2,59			
98	2,24			
99	3,00			
00		3,09	3,03	0,06
01		3,05	3,00	0,05
02		3,12	3,02	0,10
03		3,20	3,07	0,13
04		3,35	3,18	0,17
05		3,46	3,28	0,18
06		3,60	3,41	0,19
07		3,80	3,55	0,25
08		4,00	3,76	0,24
09		4,20	4,00	0,20
10		4,45	4,17	0,28
11		4,64	4,34	0,30
12		4,83	4,52	0,31
13		5,04	4,70	0,34
14		5,22	4,88	0,34
15		5,42	5,05	0,37
16		5,62	5,24	0,38



Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau XIV

Comparaison de prévisions du prix du gaz naturel - \$US/MMBtu

	Observé	HQ - Mars 00	WEFA aut. 99	Écart
96	2,57			
97	2,59			
98	2,11			
99	2,27	2,27	1,92	0,35
00		2,55	2,23	0,32
01		2,56	2,33	0,23
02		2,63	2,34	0,29
03		2,69	2,37	0,32
04		2,80	2,42	0,38
05		2,90	2,48	0,42
06		3,02	2,58	0,44
07		3,14	2,70	0,44
08		3,29	2,82	0,47
09		3,44	2,95	0,49
10		3,57	3,09	0,48
11		3,70	3,20	0,50
12		3,83	3,29	0,54
13		3,97	3,38	0,59
14		4,11	3,48	0,63
15		4,26	3,58	0,68
16		4,41	3,71	0,70
00-16		3,48%	3,23%	

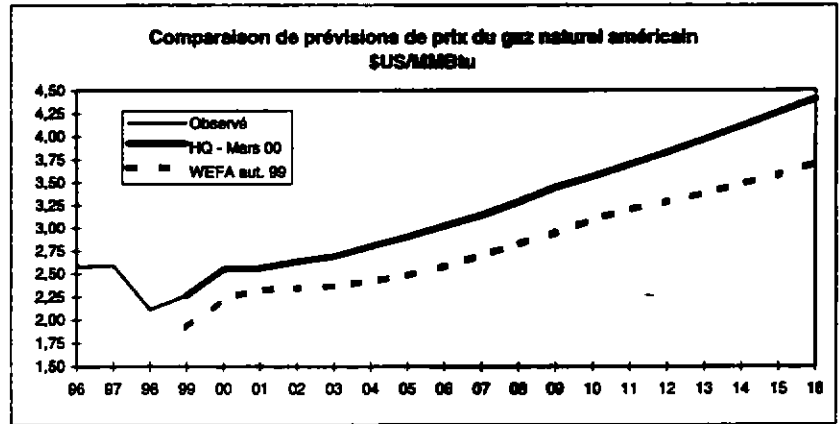
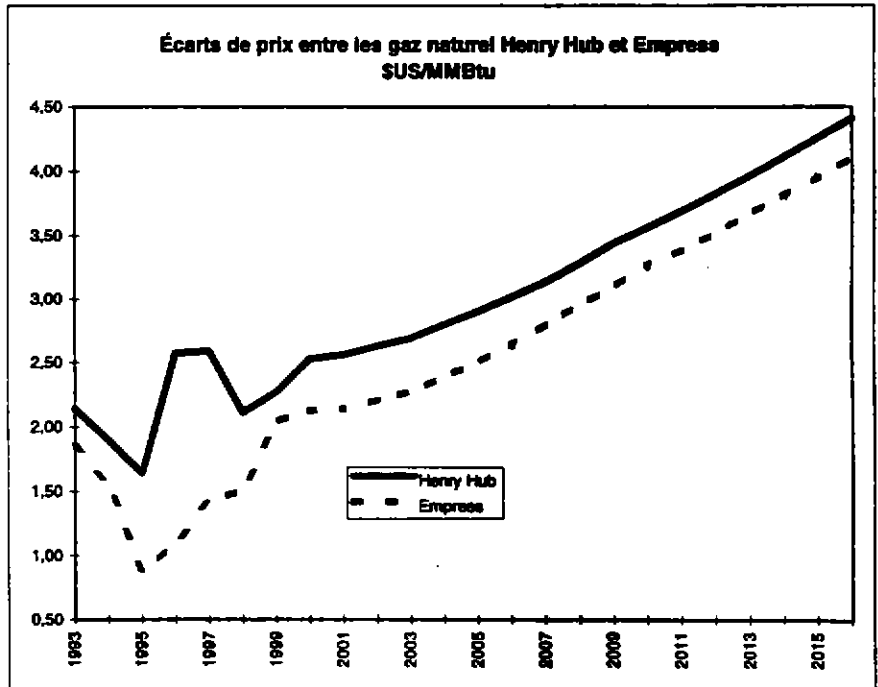


Tableau XV

Écarts historiques et prévus entre prix du Henry Hub et Empress
Prévision mars 2000

	\$US/MMBtu		Écart
	Henry Hub	Empress	
1993	2,14	1,85	0,29
1994	1,90	1,58	0,34
1995	1,64	0,88	0,76
1996	2,57	1,10	1,47
1997	2,59	1,43	1,16
1998	2,11	1,51	0,60
1999	2,27	2,04	0,23
2000	2,53	2,13	0,40
2001	2,56	2,14	0,42
2002	2,63	2,21	0,42
2003	2,69	2,28	0,41
2004	2,80	2,39	0,41
2005	2,90	2,49	0,41
2006	3,02	2,64	0,38
2007	3,14	2,81	0,33
2008	3,29	2,96	0,33
2009	3,44	3,09	0,35
2010	3,57	3,27	0,30
2011	3,70	3,40	0,30
2012	3,83	3,53	0,30
2013	3,97	3,68	0,29
2014	4,11	3,81	0,30
2015	4,26	3,96	0,30
2016	4,41	4,11	0,30



Prévision du prix du gaz naturel en Amérique du Nord

Révision de mars 2000

Tableau XVI

Scénarios de prix du Henry Hub (NYMEX) - \$US/mmbtu
HQ - Mars 00

	Observé	Bas	Moyen	Haut
96	2,57			
97	2,59			
98	2,11			
99	2,27	2,27	2,27	2,27
00		2,23	2,55	2,98
01		2,13	2,56	3,13
02		2,17	2,63	3,19
03		2,21	2,69	3,28
04		2,29	2,80	3,41
05		2,38	2,90	3,54
06		2,48	3,02	3,69
07		2,57	3,14	3,83
08		2,69	3,29	4,01
09		2,82	3,44	4,20
10		2,93	3,57	4,35
11		3,03	3,70	4,51
12		3,14	3,83	4,67
13		3,25	3,97	4,84
14		3,37	4,11	5,01
15		3,49	4,26	5,19
16		3,62	4,41	5,38

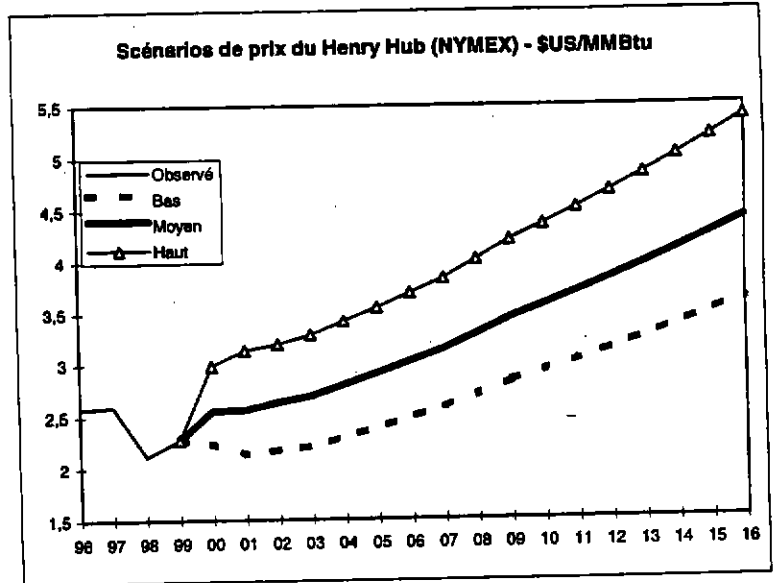


Tableau XVII

Prix du gaz naturel canadien à la frontière de l'Alberta en \$CAN/mpc
HQ - Mars 2000

	Observé	Bas	Moyen	Haut
96	2,57			
97	2,59			
98	2,24			
99	3,00			
00		2,71	3,09	3,60
01		2,51	3,05	3,70
02		2,57	3,12	3,77
03		2,62	3,20	3,90
04		2,75	3,35	4,09
05		2,84	3,46	4,22
06		2,95	3,60	4,39
07		3,12	3,80	4,64
08		3,28	4,00	4,88
09		3,44	4,20	5,12
10		3,65	4,45	5,43
11		3,80	4,64	5,66
12		3,96	4,83	5,89
13		4,13	5,04	6,15
14		4,28	5,22	6,37
15		4,44	5,42	6,61
16		4,61	5,62	6,86

