

ÉVALUATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

Réponse des producteurs
à l'évolution des
conditions du marché,

1992-1996

Office national de l'énergie
Juin 1997

ÉVALUATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

Réponses des producteurs
à l'évolution des
conditions du marché

1992-1996

Juin 1997

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1997
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-71/1996F
ISBN 0-662-82074-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 292-4800

En personne, au bureau de l'Office:

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1997
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-71/1996E
ISBN 0-662-25760-X

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 292-4800

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada



Publication imprimée sur du papier recyclé, contenant 20 % de déchets.

Liste des figures et des tableaux	iii
Liste des acronymes, des facteurs de conversion et des unités	iv
Préface	v
Aperçu	vii
Chapitre 1 : Introduction	1
Chapitre 2 : Examen des conditions du marché	3
2.1 Historique : 1985 à 1991	3
2.2 Conditions du marché : 1992 à 1996	7
2.3 Réponse des producteurs : 1992 à 1996	9
Chapitre 3 : Réponse des producteurs à l'évolution des conditions du marché et à la fluctuation de l'approvisionnement en gaz	11
3.1 Signaux du marché, réponse de l'industrie et décalage	11
3.2 Ventes de terres et travaux géophysiques	14
3.2.1 Ventes de terres	14
3.2.2 Travaux géophysiques	15
3.3 Forages d'exploration et de développement	16
3.3.1 Type de travaux de forage	17
3.3.2 Distribution par région	18
3.3.3 Distribution par zone géologique	20
3.4 Tendances à des niveaux d'activité supérieurs	23
Chapitre 4 : Tendances en matière de raccordement des puits de gaz et de production	25
4.1 Raccordement de puits de gaz aux fins de production	25
4.1.1 Taux et délai de raccordement	25
4.1.2 Âge des puits nouvellement raccordés	27
4.2 Production de gaz naturel et taux de production	28
4.2.1 Volume de la production de gaz naturel	30
4.2.2 Puits en exploitation et taux de production des puits, par province	31
4.2.3 Taux de diminution de la production	31
Chapitre 5 : Additions aux réserves et capacité de production	35
5.1 Additions aux réserves	35
5.2 Additions à la capacité de production	39
Chapitre 6 : Observations clés	41

Glossaire	43
Annexe I : Régions et zones de gaz de l’Ouest canadien	45
Annexe II : Estimation statistique des additions aux réserves attribuables aux nouvelles découvertes	49
Annexe III : Estimations de la capacité de production attribuable aux travaux de forage et aux raccordements de puits récents	57
Annexe IV : Analyse des taux de déclin de la production	63

Figures

1.1	Régions de gaz de l'Ouest canadien	3
2.1	Historique des prix du gaz naturel en Alberta	5
2.2	Historique de la production de gaz commercialisable dans l'Ouest canadien	5
2.3	Capacité maximale de stockage du gaz	6
2.4	Coûts de remplacement du gaz en Alberta	7
2.5	Rendement du capital et prix du gaz dans l'Ouest canadien	8
2.6	Opérations de financement de trésorerie de l'industrie pétrolière canadienne	9
3.1	Activité gazière et prix du gaz dans l'Ouest canadien	13
3.2	Résultats des ventes de terres dans l'Ouest canadien – bonus estimatif (gaz) par trimestre	14
3.3	Comparaison entre les travaux géophysiques censément axés sur le gaz et le prix du gaz dans l'Ouest canadien	16
3.4	Comparaison entre le nombre mensuel de puits de gaz achevés et le prix du gaz dans l'Ouest canadien	17
3.5	Nombre annuel des puits de gaz achevés dans l'Ouest canadien	18
3.6	Forages de développement par région	19
3.7	Forages d'exploration par région	19
3.8	Puits d'exploration par région et par zone géologique en Alberta	21
3.9	Puits de développement par région et par zone géologique en Alberta	22
3.10	Comparaison entre les forages de puits de gaz et le prix du gaz dans l'Ouest canadien – moyenne mobile de 12 mois	23
4.1	Raccordements des puits de gaz dans l'Ouest canadien	25
4.2	Mise en production initiale des puits de gaz en Alberta selon l'âge de la découverte du gisement	27
4.3	Production de gaz brut non associé par région	28
4.4	Puits de gaz en exploitation et taux de production moyens dans l'Ouest canadien	29
4.5	Taux moyen de production la première année en Alberta	31
4.6	Puits de gaz de l'Alberta – Pourcentage annuel des puits ayant cessé de produire et nombre de puits productifs	32
4.7	Production de gaz brut en Alberta par année d'entrée en production	32
5.1	Réserves de gaz non associé en Alberta – estimation statistique de l'ONÉ et chiffres réels	36
5.2	Estimation de la capacité de production ajoutée par le raccordement de puits de 1992 à 1996, en Alberta	38
5.3	Estimation de la capacité de production de puits forés mais non raccordés de 1992 à 1996, en Alberta	38

Tableaux

3.1	Nombre total, en %, des forages d'exploration fructueux censément axés sur le gaz	15
4.1	Estimation de la baisse générale de la production en Alberta	33
5.1	Nombre de gisements de gaz non associé en Alberta, de 1985 à 1994	35
5.2	Distribution régionale des estimations de la capacité de production	40

(i) Acronymes

AEUB	Alberta Energy Utilities Board
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
É.-U.	États-Unis
MACM	méthode axée sur les conditions du marché
Office, ONÉ	Office national de l'énergie
PRA	prix de référence de l'Alberta

(ii) Facteurs de conversion

Système métrique à système impérial

métrique	équivalent
1 mètre cube de gaz naturel (101,325 kilopascals et 15 °C)	= 35,301 01 pieds cubes (14,73 lb/po ² et 60 °F)
1 gigajoule (GJ)	= environ 0,95 million Btu, ou 0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1000 Btu/pi ³

(iii) Unités

Préfixe	Multiple	Symbole
kilo-	10 ³	k
mega-	10 ⁶	M
giga-	10 ⁹	G
tera-	10 ¹²	T
peta-	10 ¹⁵	P
exa-	10 ¹⁸	E
10 ³ pi ³	= millier de pieds cubes	
10 ⁹ pi ³	= milliard de pieds cubes	
10 ¹² pi ³	= billion de pieds cubes	
10 ⁹ m ³	= milliard de mètres cubes	
10 ⁶ pi ³ /j	= million de pieds cubes par jour	
10 ¹² pi ³ /an	= billion de pieds cubes par année	
GJ	= gigajoule (10 ⁹ joules)	

Grâce à l'examen de l'évolution à court et à long terme de l'offre et de la demande, l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») exerce une surveillance constante de l'ensemble de la situation énergétique au Canada.

Une analyse de la perspective à long terme de l'offre et de la demande de tous les produits énergétiques paraît périodiquement dans les rapports de l'Office intitulés *L'énergie au Canada – Offre et demande*¹. En ce qui a trait au gaz naturel, les rapports fournissent des perspectives à long terme de l'offre et de la demande de gaz naturel, qui portent notamment sur les réserves, la capacité de production, les prix, la demande et la substitution de combustible, par rapport à l'ensemble des produits énergétiques canadiens.

Au titre de cette surveillance, l'Office fournit des renseignements sur l'évolution des conditions du marché du gaz naturel et sur l'ensemble de l'offre et de la demande de gaz. Il surveille et examine les développements spécifiques du marché du gaz naturel et publie ses constatations dans ses rapports intitulés *Évaluation du marché du gaz naturel* («ÉMGN»). Ces rapports portent sur les questions courantes, surtout celles relatives au fonctionnement du marché et aux caractéristiques de la base des ressources.

La présente ÉMGN vise à faire progresser la connaissance des questions relatives à l'approvisionnement en gaz naturel grâce à l'examen de l'activité en amont de l'industrie gazière et aux résultats de cette activité, pour la période allant de 1992 à 1996. Durant cette période, un nombre record de puits de gaz ont été forés, un grand nombre de gisements ont été raccordés aux fins de production et le caractère des travaux d'exploration et de développement a beaucoup changé. La réponse dynamique de l'industrie gazière en amont face aux signaux de prix et du marché montre son aptitude à fournir des approvisionnements adéquats en gaz lorsque la demande augmente rapidement. La présente étude porte surtout sur une recrudescence d'activité qui a été déclenchée par des conditions de marché particulières, mais il est possible de tirer des généralisations concernant les caractéristiques techniques de l'approvisionnement en gaz. L'étude nous permet donc de mieux comprendre la réponse de l'industrie face aux conditions du marché et à l'égard des ressources canadiennes de gaz naturel en général. Elle offre aussi des idées sur ce que pourrait être la réponse de l'industrie face aux changements dans l'avenir.

¹ *L'énergie au Canada – Offre et demande 1993-2010*, publié en décembre 1994, est le plus récent de ces rapports.

Dans le présent rapport, on examine la réponse du secteur de la production du gaz face à l'évolution du marché de 1992 à 1996, en portant une attention particulière au rapport entre les prix du gaz et les niveaux d'activité de l'industrie.

La première partie de la période a été caractérisée par une hausse de la demande et des prix qui s'est traduite par un quasi-équilibre entre l'offre et la demande, ce qui, pour la première fois depuis la déréglementation, a mis à l'épreuve la capacité de production du secteur gazier. Face à l'augmentation des prix, le secteur de la production a rapidement étoffé sa capacité, à tel point qu'il en a de nouveau résulté un excédent de capacité.

Dans la deuxième partie de la période, la demande a continué de croître, mais les prix du gaz ont chuté, entraînant un certain ralentissement de la production. Malgré ce recul, le niveau d'activité est demeuré plus élevé qu'on aurait pu s'y attendre dans un contexte de prix bas, notamment parce que les producteurs avaient besoin de maintenir la production et le niveau des réserves, de conserver leur part du marché et de s'assurer des rentrées de fonds.

La déréglementation du marché du gaz naturel en Amérique du Nord a débuté en 1985 avec la signature de l'Accord de l'Ouest et de l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel, lesquels prônaient la déréglementation des prix et l'établissement d'un régime de libre-accès aux réseaux de transport pipelinier. Il en est résulté un marché du gaz dynamique, en évolution constante, où s'exerce une concurrence de plus en plus intense. Pour mettre en contexte cet examen de la réponse des producteurs aux divers signaux du marché, nous commencerons par passer en revue les changements qui se sont opérés sur le marché. Ensuite, nous analyserons trois principaux aspects de la réponse de producteurs à l'évolution du marché, à savoir :

- le niveau et les caractéristiques des activités du secteur gazier, et la sensibilité des producteurs aux signaux du marché;
- l'évolution des caractéristiques intrinsèques de l'approvisionnement en gaz, tels que la productivité des puits et les courbes de déclin de la production;
- l'efficacité des travaux de forage pour ce qui est de découvrir de nouvelles réserves et d'ajouter à la capacité de production.

Au tout début de la déréglementation, le marché du gaz canadien affichait une surcapacité de production, qui reflétait les exigences réglementaires provinciales et nationales, et les pratiques contractuelles de l'industrie. Immédiatement après la déréglementation, soit de 1985 à 1987, les prix à la tête du puits ont chuté de 40 %. Dans le contexte à la baisse qui a prévalu après 1987, le secteur de la production a dû devenir plus concurrentiel. Les compagnies ont réduit leurs coûts et recherché des gains d'efficacité dans tous les aspects de leurs opérations. Les restructurations d'entreprises, parfois à la faveur de fusions et de prises de contrôle, et les compressions de personnel sont peut-être les indices les plus apparents de cette adaptation de l'industrie, mais la rationalisation et l'optimisation des actifs immobiliers y ont également joué un rôle important. De plus, l'adoption de technologies novatrices dans les divers secteurs de l'industrie s'est généralement traduite par un accroissement de l'efficacité et une baisse des coûts. D'autres gains d'efficacité ont été réalisés grâce à des mesures de gestion de l'approvisionnement, tels que l'abaissement du ratio réserves-production et la mise en place d'une importante capacité de stockage additionnelle, surtout dans le secteur amont. La réalisation de gains d'efficacité et la

réduction des coûts, conjuguées à un vigoureux programme d'expansion des ventes à l'exportation, ont permis au secteur de la production de demeurer viable, en dépit du fléchissement des prix et des rentrées.

Les faibles cours du gaz à la fin des années 1980 ont freiné le développement d'une capacité de production supplémentaire, au moment même où la demande sur le marché intérieur et les marchés d'exportation augmentait considérablement. Entre 1987 et 1991, la demande intérieure s'est accrue de 12 %, les exportations ont bondi de 71 % et la production a augmenté de 34 %. Tous ces facteurs ont entraîné, en 1992, un meilleur équilibre entre la productibilité et la demande dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), ce qui allait déclencher un nouveau cycle de prix et d'activité qui a duré du milieu de 1992 jusqu'au milieu de 1995.

Face au rétablissement des prix et à l'accroissement rapide de la demande en 1993 et 1994, les producteurs se sont lancés dans une vague d'activités inégalée pour ce qui est des opérations en amont, caractérisée par l'acquisition agressive de terrains, un fort volume de travaux géophysiques, des niveaux sans précédent de travaux de forage et le raccordement accéléré de nouveaux puits. Cette recrudescence d'activité a eu pour effet d'accroître rapidement la capacité de production, qui en vint à dépasser la capacité d'enlèvement des pipelines en place, recréant l'état de surcapacité qui avait existé durant les années 1980.

La capacité de stockage supplémentaire qu'on avait mise en place afin de mieux gérer les périodes de pointe de la demande, combinée à un hiver doux en 1994-1995, a réduit le besoin de faire appel à la production pour reconstituer les réserves stockées l'été suivant. C'est ainsi que le prix moyen du gaz à la tête du puits en Alberta est passé d'un sommet de 2,10 \$ le gigajoule (GJ) en avril 1994 à 1,05 \$/GJ en août 1995. Sous l'effet de la chute des prix et de l'excédent d'offre, le niveau des travaux de forage de puits a baissé de 33 % en 1995.

Au cours de l'hiver de 1995-1996, les prix du gaz ont remonté à 1,60 \$/GJ, largement à cause du temps froid qui a sévi dans les grandes zones de consommation. Après avoir baissé à 1,40 \$/GJ au milieu de l'été de 1996, ils se sont rétablis au quatrième trimestre, surtout en raison de l'accroissement de la demande américaine. Pour ce qui est du niveau de travaux de forage, les données indiquent que le nombre de puits de gaz forés en 1996 sera comparable à celui de 1995.

Il serait utile ici de faire quelques observations sur les activités en amont au cours de la période à l'étude. En 1993-1994, face à l'augmentation de la demande et des prix, l'industrie a réagi rapidement en développant une capacité de production supplémentaire. Ce surcroît de capacité provenait surtout des gisements peu profonds de gaz non acide, exploitables à peu de frais, du centre, du sud-est et de l'est de l'Alberta, ainsi que du sud-ouest de la Saskatchewan. L'ampleur et la distribution géographique des acquisitions de terrains, le nombre d'équipes géophysiques à l'oeuvre, les travaux de forage et les raccordements de puits indiquent que la production était concentrée sur de tels gisements peu profonds. Le fait de compter largement sur des régions de gaz caractérisées par des gisements peu profonds et exploitables à bon marché pour rehausser rapidement la capacité de production révèle que l'industrie avait tendance à adopter une philosophie du «juste-à-temps» dans la gestion des approvisionnements en gaz. Inversement, les producteurs se sont moins intéressés aux régions dans lesquelles les gisements de gaz étaient généralement plus profonds, plus acides et plus coûteux à mettre en valeur. Dès 1995, en raison de la chute des prix et de l'excédent de l'offre par rapport à la demande, les producteurs ont réduit leurs travaux de forage, délaissant la pratique du développement rapide pour se concentrer davantage sur le forage à plus grande profondeur; cette situation a perduré en 1996.

Même si le nombre de puits forés a chuté par rapport aux niveaux records enregistrés en 1994, les travaux de forage entre 1993 et 1996 ont atteint, en moyenne, un niveau de base beaucoup plus élevé que pendant la période de 1991 à 1992. Le fait que le niveau maintenu en 1995 soit bien supérieur à celui de 1992 (malgré les faibles cours du gaz durant ces deux années) indique que d'autres facteurs que le seul prix du marché incitaient les producteurs à maintenir le rythme des travaux de forage.

Ce haut niveau d'activité était attribuable en partie à l'évolution de certaines caractéristiques intrinsèques de l'approvisionnement, qui influent directement sur le volume des travaux de forage et de raccordement de puits nécessaires pour soutenir les niveaux de production. La majorité des puits producteurs dans le BSOC sont en phase de déclin, et les producteurs doivent mettre des puits additionnels en service pour maintenir la productivité. Ainsi, le déclin de la productivité des puits de gaz est une caractéristique de l'approvisionnement qui se répercute directement sur le niveau d'activité des producteurs. Un examen des courbes de déclin des puits de gaz en Alberta révèle que la vitesse de déclin moyenne s'accroît avec le temps. Le taux de déclin moyen pour l'ensemble des puits de gaz en Alberta était de 18 % à la fin de 1995, contre 9 % en 1984.

Le taux de production initial moyen est une autre caractéristique de l'approvisionnement qui tend à changer. Une analyse des taux de production des puits de gaz en Alberta indique que la productivité moyenne des puits pendant la première année d'exploitation a diminué de 10 % entre 1992 et 1996. Cela reflète la distribution régionale des travaux de forage ainsi que la répartition des puits d'exploitation par rapport aux puits exploratoires, au cours de la période en question.

Au fil du temps, la baisse de la productivité initiale moyenne des puits et l'augmentation de la vitesse de déclin de la production obligent à forer un plus grand nombre de puits simplement pour conserver un niveau de production global donné. C'est donc dire qu'il faut soutenir un niveau d'activité de base toujours plus élevé pour continuer de répondre à la demande courante de gaz.

La vitesse à laquelle les puits s'épuisent et sont retirés de l'exploitation est aussi un facteur important du point de vue du déclin global de la production. L'impact de cet élément s'accroît avec le temps étant donné que, plus le nombre total de puits en production augmente, plus il y a de puits qui s'épuisent complètement et sont retirés de l'exploitation.

En Alberta, pour compenser la perte de production attribuable au déclin de la productivité des puits et faire face à une augmentation estimative de la demande de 2 ou 3 % par année, il faudrait forer et raccorder quelque 3 400 à 3 800 puits chaque année. À titre de comparaison, 3 275 puits ont été raccordés à des fins de production en 1996. Cette estimation des niveaux de forage requis repose sur les taux de production initiaux moyens en 1995 et les courbes de déclin définies pour chacune des 13 zones productrices en Alberta. Notons qu'il s'agit seulement d'une estimation à court terme, soit pour une période de 2 à 3 ans, qui reflète la distribution régionale des travaux de forage de puits de gaz au cours de la période considérée. Malgré certaines indications que l'effort de forage s'est déplacé, en 1995 et 1996, vers des régions et des zones géologiques où les puits présentent un taux de productivité plus élevé, il faudrait sans doute que cette tendance s'accroisse pour réduire de façon marquée le niveau des travaux de forage requis à court terme.

Comme solution de rechange au forage de nouveaux puits, le stock de près de 14 000 puits de gaz non raccordés qui existe actuellement dans le BSOC constitue une autre source d'approvisionnement potentielle. Toutefois, l'industrie, ces dernières années, a surtout compté sur le forage et le raccordement de nouveaux puits pour accroître la capacité d'approvisionnement, au lieu d'exploiter le stock de vieux puits non raccordés. En effet, au cours de la période de quatre ans se terminant à la fin de 1995, seulement 35 % des puits nouvellement raccordés faisaient partie du stock de puits forés avant 1992. En outre, environ 36 % du gaz produit en 1995 provenait de puits vieux de moins de trois ans, c'est-à-dire de puits mis en production après 1992. Notons également que seulement 39 % des puits nouvellement raccordés en 1995 se trouvaient dans des gisements vieux de plus de 20 ans, contre 61 % en 1985. Quoique encore importants, les gros gisements âgés jouent aujourd'hui un rôle moins dominant comme source d'approvisionnement.

Un des problèmes associés à l'estimation des réserves de gaz découvertes par forage réside dans le décalage de deux à trois ans entre le moment de la découverte et celui où les réserves ont été évaluées à fond et sont signalées dans les bases de données publiques. Pour mieux jauger l'impact des travaux de forage actuels, on a mis au point une méthode d'estimation rapide des réserves découvertes, qui repose sur une analyse statistique des réserves de gaz historiques et les données de forage. Compte

tenu du nombre de forages fructueux, de leur emplacement et des formations géologiques rencontrées, les réserves découvertes ont été évaluées à 73,5, 108 et 105,3 milliards de mètres cubes (2,6, 3,8 et 3,7 10^{12} pi³) pour 1994, 1995 et 1996, respectivement.

De la même façon, on a conçu une méthode statistique pour évaluer la capacité de production ajoutée grâce aux récents travaux de forage et aux raccordements de puits. Cette méthode est basée sur une analyse des taux de production initiaux moyens et des courbes moyennes de déclin de la production dans chacune des 13 zones productrices de l'Alberta. D'après le nombre et la distribution des forages fructueux au cours de la période allant de 1992 à 1996, l'ajout de capacité potentielle a été évalué à 6,8, 18,9, 30,2, 29,7 et 34,9 milliards de mètres cubes (0,2, 0,7, 1,1, 1,1 et 1,2 10^{12} pi³) pour chacune des années 1992, 1993, 1994, 1995 et 1996, respectivement.

L'impact des puits raccordés à des fins de production au cours de la période à l'étude, dont certains puits appartenant au stock antérieur à 1992, a également été évalué, en tenant compte de l'effet de report et du déclin de la production. C'est ainsi que la contribution cumulative des puits raccordés à l'augmentation de la capacité de production a été établie à 4,5, 20,9, 41,9, 59,3 et 65,2 milliards de mètres cubes (0,2, 0,7, 1,4, 2 et 2,3 10^{12} pi³) pour chacune des années 1992, 1993, 1994, 1995 et 1996, respectivement.

Une partie de la capacité de production potentielle totale n'était pas utilisée, puisqu'un certain nombre de puits n'étaient pas raccordés aux fins de production. Sur une base annuelle, la capacité inexploitée, telle qu'évaluée à partir des données sur les puits forés pendant la période à l'étude, a atteint un sommet en 1994, soit 10,3 milliards de mètres cubes (0,4 10^{12} pi³), et a baissé à 8,5 milliards de mètres cubes (0,3 10^{12} pi³) en 1996.

Pour conclure, l'étude a révélé que l'évolution des conditions du marché au cours de la période allant de 1992 à 1996 a soulevé des défis de taille pour le secteur de la production. Voici les principales caractéristiques de cette évolution de la conjoncture et de la réaction des producteurs :

- Face à une concurrence plus intense et à des prix du gaz généralement faibles et volatiles, les producteurs ont accru leur efficacité en :
 - diminuant leurs coûts grâce à des restructurations d'entreprises, des compressions de personnel, l'optimisation des actifs immobiliers, la réduction des frais de découverte et de mise en valeur et l'utilisation poussée des nouvelles technologies;
 - se concentrant surtout sur les besoins à court terme, comme en témoigne la philosophie du «juste-à-temps» qui a caractérisé la gestion des stocks de réserves de gaz.
- Les indicateurs de niveaux d'activité retenus pour l'étude (ventes de terrains, travaux géophysiques, travaux de forage, permis) laissent entrevoir que la montée des prix du gaz entraînait une réaction positive marquée du secteur de la production, et la chute des prix, une réaction négative correspondante, et qu'il s'écoulait un certain laps de temps entre l'apparition du signal de prix et la réponse.
- Les caractéristiques intrinsèques de l'approvisionnement semblent avoir changé. Les producteurs doivent composer avec des taux accélérés de déclin de la production, une baisse de la productivité initiale moyenne par puits et l'augmentation du nombre de puits épuisés.
- Après 1994, il a fallu maintenir un niveau d'activité de base plus élevé qu'auparavant. En 1995, on a foré 40 % de puits de gaz de plus qu'en 1992, bien que les prix pratiqués durant ces années étaient similaires. Cette situation s'explique principalement par les changements dans les caractéristiques de l'approvisionnement et le besoin résultant de mettre un nombre toujours plus grand de puits en production. La nécessité de remplacer les réserves et de maintenir les rentrées d'argent sont aussi des considérations importantes.
- En 1993 et 1994, les travaux de forage étaient centrés sur l'exploitation et visaient principalement les régions de gaz comportant des gisements peu profonds. En 1995, le besoin d'accroître la productivité se faisant moins urgent, les travaux de forage ont ralenti et on s'est concentré davantage sur le forage, d'exploitation et d'exploration, de gisements plus profonds.

-
- Le secteur de la production mise davantage sur le forage et le raccordement de nouveaux puits que sur l'exploitation du stock de vieux puits.
 - Le taux de déclin moyen pour l'ensemble des puits producteurs en Alberta augmente chaque année; il s'établissait à 18 % en 1995. Cette tendance se maintiendra probablement, au moins durant les deux à trois prochaines années. Il s'ensuit que, pour compenser ce déclin de la productivité et faire face à une augmentation éventuelle de la demande, il faudra raccorder un volume toujours croissant de capacité additionnelle, provenant surtout de nouveaux puits. Selon les estimations, on devra forer et raccorder de 3 500 à 4 000 puits par année dans le BSOC au cours de 1997 et 1998. Cette évaluation ne suppose qu'une légère augmentation de la demande, semblable au niveau de 3 % enregistré en 1996, et un profil régional de forage et de développement analogue à celui qui a prévalu pendant la période à l'étude.
 - La façon dont le secteur de la production a relevé les défis auxquels il faisait face révèle qu'il a su devenir un agent efficace et concurrentiel sur le marché du gaz, capable de s'adapter rapidement à l'évolution des conditions. Ce secteur dynamique et vigoureux de l'industrie travaille activement à explorer et à mettre en valeur les ressources de gaz naturel du Canada. Il a clairement démontré sa capacité de fournir un approvisionnement suffisant, à une juste valeur marchande, pendant des périodes caractérisées par un accroissement rapide de la demande.

INTRODUCTION

Dans la présente étude, on examine les réponses apportées par les producteurs de gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien («BSOC») à l'évolution des conditions du marché, au cours de la période allant de 1992 à 1996.

Le climat économique et politique qui a suivi la déréglementation de 1985, après la signature de l'Accord de l'Ouest et de l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel² constitue la toile de fond de l'étude. Depuis la déréglementation, le marché du gaz a évolué rapidement dans un contexte où le prix du gaz est demeuré relativement bas et qui se caractérise par une concurrence accrue entre producteurs, d'une part, et sur les marchés d'utilisation ultime, d'autre part. Cette concurrence a engendré une industrie plus efficiente, car les compagnies ont tout fait pour réduire leurs coûts d'exploitation. L'augmentation de la concurrence et l'effort fourni par les producteurs pour réduire les coûts les ont conduits à donner la priorité à la réalisation d'objectifs à court terme, et la demande accrue a principalement porté sur les régions d'approvisionnement en gaz à moindre coût.

L'étude débute par un aperçu – qui sert de cadre à l'examen de l'approvisionnement en gaz – de l'évolution des conditions du marché à la suite des premiers pas faits dans le sens de la déréglementation. On y expose ensuite la réponse des producteurs à l'évolution des conditions du marché, selon les régions, à l'aide des tendances qui ressortent des différents paramètres de l'activité gazière, dans neuf régions du BSOC. Finalement, dans le but d'éclaircir les résultats obtenus, on présente une première évaluation de l'effet qu'ont les récents forages sur la découverte de réserves et la capacité de production.

Dans l'étude, on a analysé plus particulièrement certains aspects de la réponse des producteurs à l'évolution des conditions du marché. On a commencé par examiner, dans le secteur de production, les différents paramètres de l'activité gazière au cours de la période allant de 1992 à 1996, qui comprennent la relation entre les prix et les niveaux de l'activité; pour ce faire, on s'est basé sur les données suivantes :

- le décalage entre les signaux du marché et la réponse des producteurs;
- l'acquisition de droits de forage et les tendances dans les travaux géophysiques;
- l'ampleur des travaux de forage et l'équilibre entre l'activité d'exploration et l'activité de mise en valeur;
- le rythme de raccordement des puits.

On examine ensuite les caractéristiques sous-jacentes de l'approvisionnement qui influent sur les efforts fournis par les producteurs en vue de maintenir l'approvisionnement en gaz à son niveau ou de l'augmenter :

- la qualité et la productivité des puits nouvellement raccordés;
- l'évolution des taux de production;
- les tendances qui se manifestent dans les taux d'épuisement des puits.

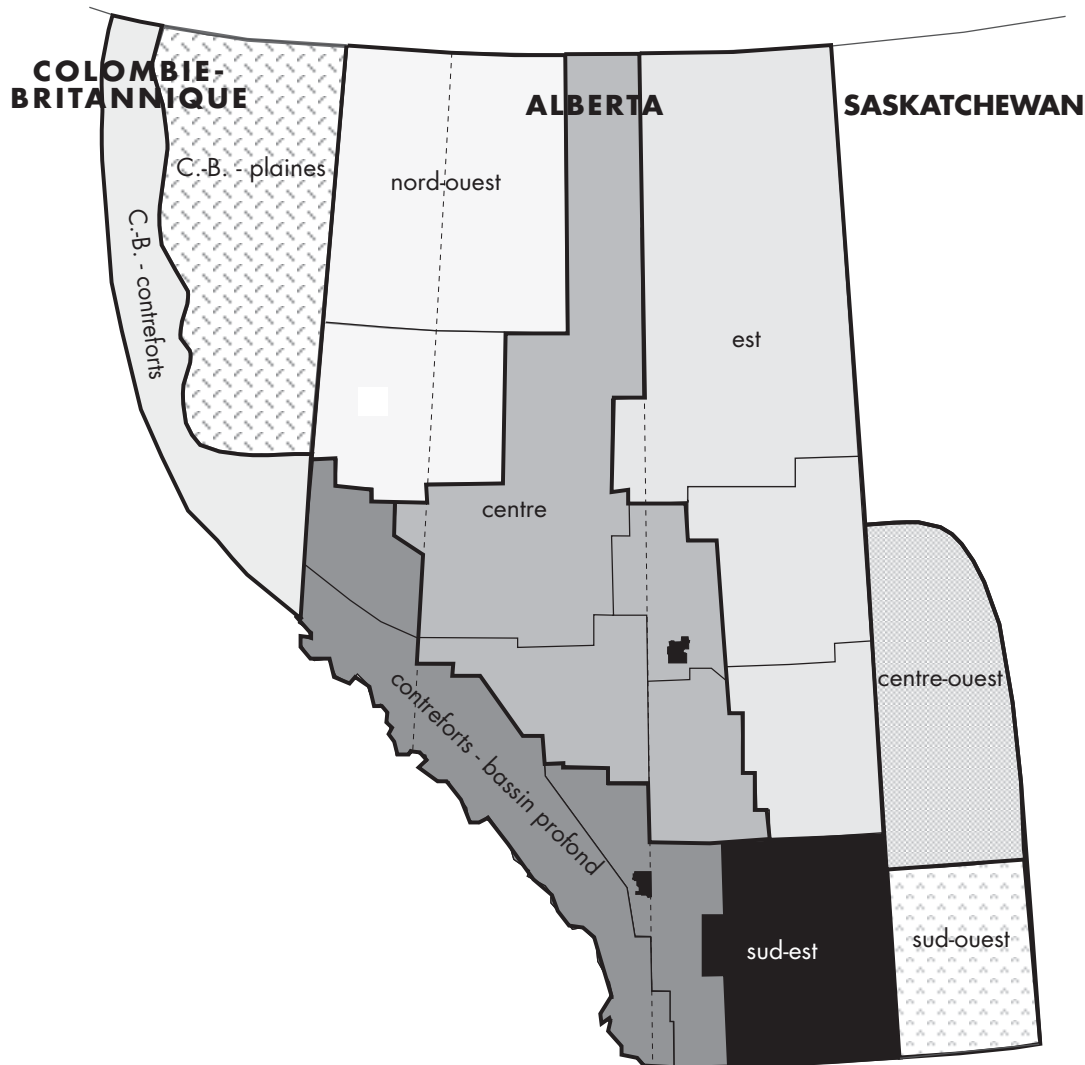
² On trouvera un examen des caractéristiques de la déréglementation dans le rapport de l'ONÉ, intitulé *Évaluation du marché du gaz naturel, octobre 1988*

Finalement, on constate que l'avenir de l'approvisionnement en gaz dépend directement du succès que rencontreront les producteurs dans la découverte de nouvelles réserves et de leur aptitude à créer une capacité de production additionnelle. On a mesuré les résultats des récents forages, grâce à des méthodes récemment mises au point, qui permettent d'obtenir plus rapidement les estimations des réserves de gaz additionnelles et de la capacité de production en se basant sur les dernières statistiques disponibles sur les forages. L'étude présente une description de ces méthodes et des résultats obtenus.

Pour prendre en compte les caractéristiques régionales du bassin et des zones géologiques, on a également présenté la distribution de toutes ces tendances par région et ce, pour neuf régions du BSOC (figure 1.1). Les différentes évaluations effectuées concernent les trois principales provinces productrices, soit la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan, mais par souci de simplicité, on a complété certains points par des données plus précises dans le cas de l'Alberta seulement³.

FIGURE 1.1

Régions de gaz de l'Ouest canadien



³ En 1995, l'Alberta a produit 4,4 10¹²pi³ des 5,3 10¹²pi³ de gaz naturel commercialisable dans le BSOC.

EXAMEN DES CONDITIONS DU MARCHÉ

Le présent chapitre donne une brève description de l'évolution des conditions du marché qui a suivi l'adoption des mesures de déréglementation des marchés et des prix au Canada et aux États-Unis. Il traite plus précisément des facteurs du marché qui ont été déterminants dans la réponse des producteurs entre 1992 et 1996.

2.1 Historique : 1985 à 1991

Avant 1985, le contexte dans lequel évoluaient les producteurs de gaz du BSOC était fortement réglementé. La réglementation des prix avait atteint un niveau élevé en 1985, et ses exigences avaient engendré la création d'importants stocks de gaz qui devaient assurer les besoins intérieurs raisonnablement prévisibles et dont l'excédent devait satisfaire aux besoins de l'exportation. Certains régimes de réglementation provinciaux allaient d'ailleurs dans le même sens. De plus, les contrats de vente de gaz étaient généralement des contrats à long terme qui comprenaient souvent des clauses de prise obligatoire. La combinaison de ces deux facteurs – clauses et prix élevés – a fortement incité les producteurs à explorer et à mettre en valeur de nouveaux gisements de gaz. Tandis que l'offre augmentait, les prix élevés décourageaient la demande et, au moment de la déréglementation, le marché connaissait un important excédent de la capacité de production sur la demande.

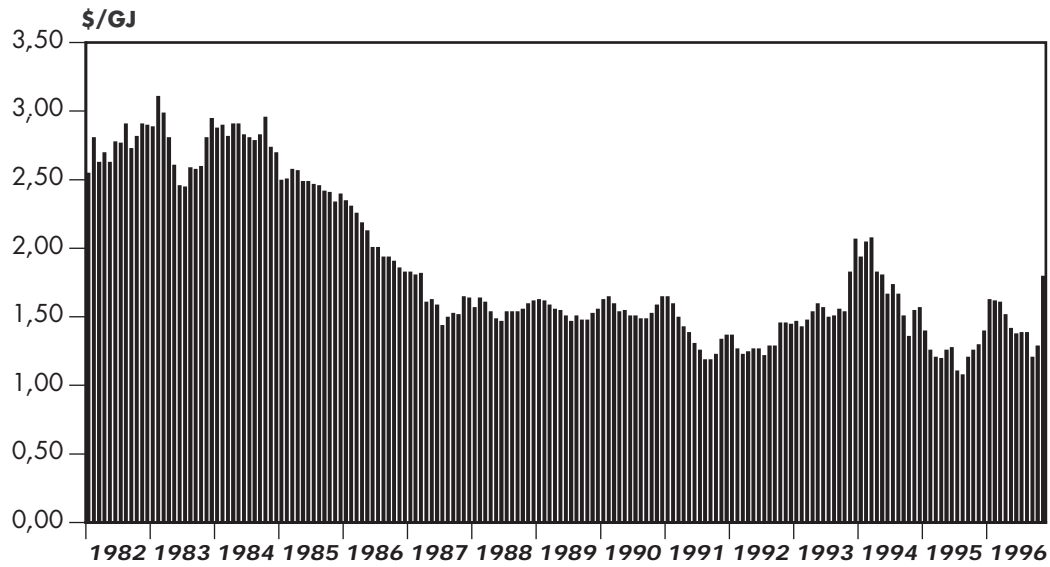
La déréglementation a, entre autres choses, permis aux producteurs de vendre directement le gaz aux utilisateurs ultimes à des prix librement négociés et leur a donné accès aux services de transport du gaz. De plus, en 1987, l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») a adopté la méthode axée sur les conditions du marché (MACM) pour évaluer les demandes de licence d'exportation à long terme de gaz. La MACM a éliminé l'obligation qu'avait l'industrie de conserver des stocks importants pour satisfaire aux besoins de l'exportation¹.

La déréglementation – surtout celle des prix du gaz – conjuguée à l'excédent de capacité de production dans le BSOC sur la demande et à des prix mondiaux nettement inférieurs, a largement contribué à la baisse spectaculaire des prix du gaz à la tête de puits. D'un prix qui atteignait 2,80 \$/GJ en 1984, avant la déréglementation, on est passé, à la mi-juillet 1987, à 1,50 \$/GJ, soit une chute de 46 % (figure 2.1).

¹ On trouvera un exposé détaillé de l'évolution de la réglementation dans le rapport ÉMGN 1996 de l'Office, intitulé *Le gaz naturel canadien, dix ans après la déréglementation*.

FIGURE 2.1

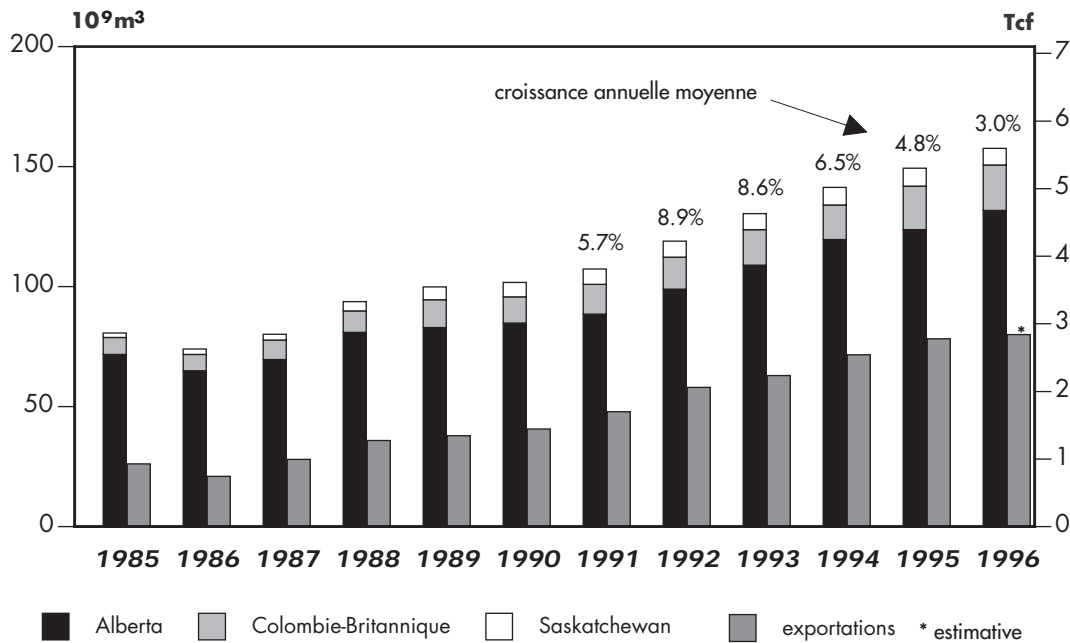
Historique des prix du gaz naturel en Alberta (1982 à 1996 par mois)



Sources : ABM Annual Reports, Canadian Natural Gas Focus, ministère de l'Énergie de l'Alberta

FIGURE 2.2

Historique de la production de gaz commercialisable dans l'Ouest canadien



Entre 1987 et 1991, les prix bas persistants, l'agrandissement des réseaux pipeliniers et l'évolution de la réglementation au Canada et aux États-Unis ont provoqué une augmentation sensible de la demande de gaz canadien (figure 2.2). En même temps, les prix bas du gaz ont ralenti le développement de la capacité de production additionnelle, et il en est résulté une baisse substantielle de l'excédent de l'offre sur la demande.

L'effet global de la déréglementation a été de créer un marché nord-américain du gaz intégré et beaucoup plus concurrentiel, ainsi que des prix du gaz généralement inférieurs et plus volatils. Face à ce marché plus concurrentiel, les producteurs ont dû abaisser leurs coûts de production pour maintenir la rentabilité de leur exploitation et conserver leur part du marché.

Une des réponses les plus notables des producteurs a été de baisser les coûts en restructurant. Pour bien des compagnies, cette mesure passait par la compression des effectifs, c'est-à-dire la mise à pied d'une partie du personnel de bureau et du personnel d'exploitation. En fait, certaines compagnies parmi les plus importantes ont procédé à plusieurs mises à pied. Une autre réponse des producteurs a été d'optimiser les actifs immobiliers pour réduire les coûts globaux en éliminant les fonctions et les infrastructures redondantes. La rationalisation des actifs par l'acquisition, la vente ou les accords de crédit réciproque, ainsi que de nombreuses fusions et prises de contrôle, ont contribué à l'optimisation des actifs.

L'exploitation des nouvelles techniques résultant du progrès rapide de la technologie informatique et électronique a également amélioré l'efficacité dans la plupart des secteurs de l'industrie. Par exemple, les progrès réalisés dans l'acquisition, le traitement et l'interprétation des données sismiques et d'autres types de données géophysiques ont permis de réduire les coûts de découverte. L'utilisation de techniques de forage améliorées, la conception de meilleurs trépan, l'utilisation des tubes enroulés et le forage sous-équilibré ont fait baisser les coûts du forage d'exploration et de développement.

FIGURE 2.3

Capacité maximale de stockage du gaz

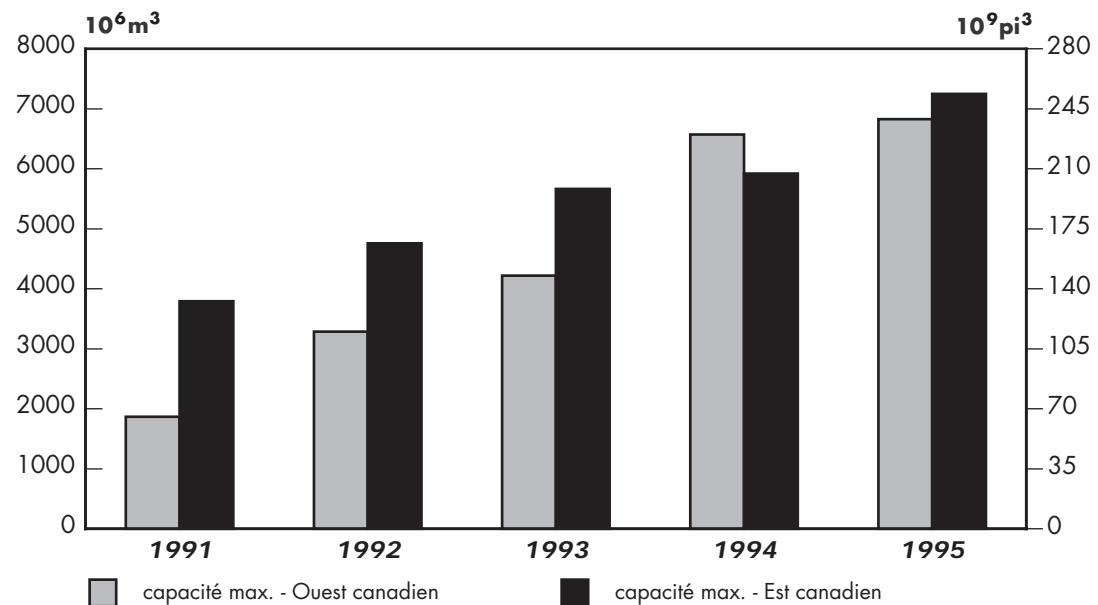
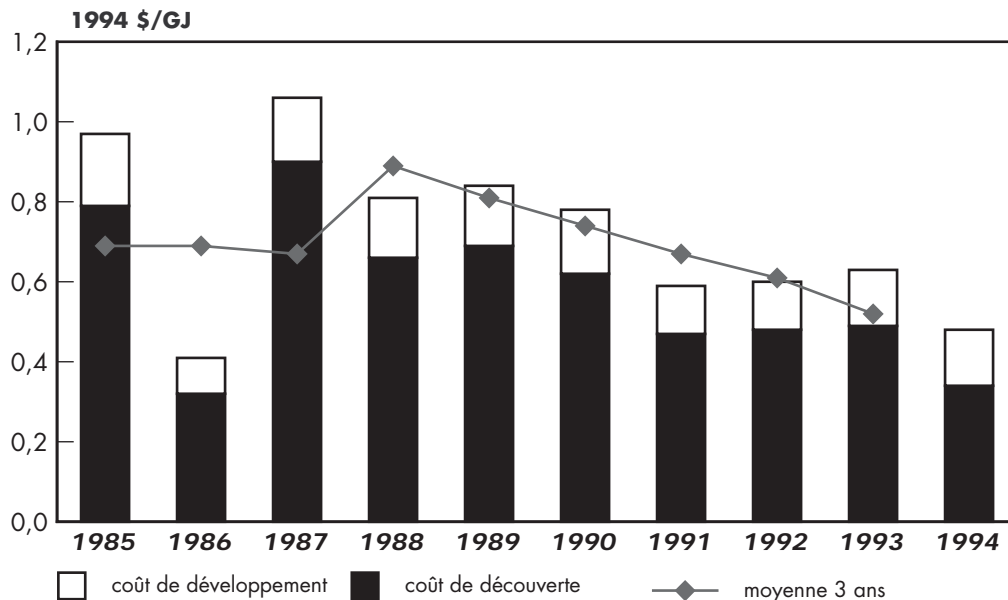


FIGURE 2.4

Coûts de remplacement du gaz en Alberta



Source : Calgary Energy Consultants Ltd.

Vu l'impérieux besoin de réduire les coûts, y compris les coûts du transport, on a fortement développé le réseau de stockage au Canada afin de mieux gérer les périodes de pointe de la demande (figure 2.3). De plus, en effectuant des travaux d'agrandissement majeurs des réseaux pipeliniers existants, on a nettement augmenté la capacité de transport⁵.

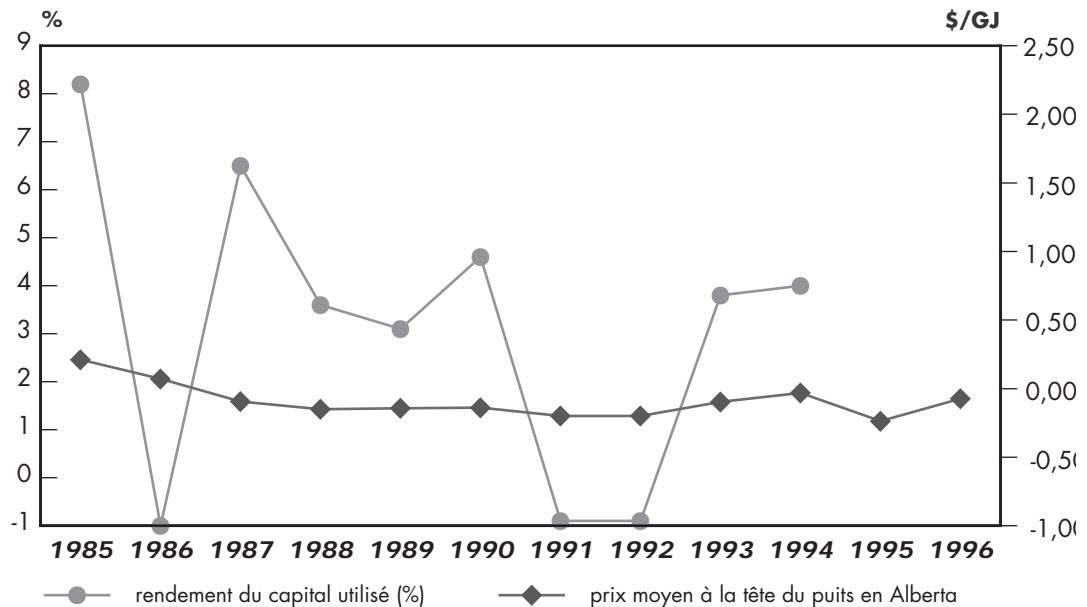
L'utilisation accrue des babillards électroniques pour conclure des contrats à terme, pour assigner l'espace pipelinier et pour soumettre des besoins en stockage a amélioré l'efficacité en laissant beaucoup plus de latitude aux producteurs. Elle permet également de diffuser rapidement l'information relative au transport du gaz et aux transactions.

L'effet global des gains d'efficacité réalisés apparaît clairement dans la tendance à la baisse des coûts de remplacement du gaz en Alberta (figure 2.4). Cependant, bien que les producteurs aient tenté de s'adapter aux prix bas, le rendement du capital, dans le secteur pétrolier en amont, a baissé entre 1987 et 1991 (figure 2.5).

⁵ Comme le démontre le rapport ÉMGN 1996, intitulé : *Le gaz naturel canadien, dix ans après la déréglementation*.

FIGURE 2.5

Rendement du capital et prix du gaz dans l'Ouest canadien



Source : Agence de surveillance du secteur pétrolier; données sur le rendement du capital, non disponibles après 1994.

2.2 Conditions du marché : 1992 à 1996

La déréglementation, les mesures de réduction des coûts et le besoin d'augmenter la rentabilité ont créé un secteur en amont prêt à répondre rapidement aux signaux du marché. Ce phénomène est clairement apparu au cours de la période instable postérieure à 1991.

Au cours de la première moitié de l'année 1991, le prix de référence de l'Alberta⁶ («PRA») a baissé fortement pour atteindre environ 1,20 \$/GJ; il a ensuite remonté quelque peu, au cours de l'hiver 1991/1992, pour baisser ensuite de nouveau jusqu'à 1,20 \$/GJ. Les prix déprimés qui ont eu cours pendant cette période résultaient du temps plus chaud et de l'effet de la récession économique de 1992 sur la demande. Ces prix bas n'incitaient pas les producteurs à augmenter la productibilité, et c'est ainsi que le nombre de forages de puits, en 1992, a atteint son plus bas niveau des vingt précédentes années. Par la suite, la demande intérieure et surtout la demande extérieure ont augmenté rapidement en réaction aux prix peu élevés.

En 1992, la productibilité et la demande dans le BSOC s'équilibraient relativement⁷, ce qui amorçait le nouveau cycle de prix qui a débuté au milieu de l'année 1992.

⁶ Le prix de référence du gaz naturel de l'Alberta «PRA» est, par définition, le prix moyen pondéré au gisement du gaz de l'Alberta, livré pour la consommation en Alberta ou exporté de l'Alberta, rajusté en fonction des coûts du transport, des frais de commercialisation ainsi que du coût du combustible servant à l'exploitation du pipeline et du coût des pertes. On a choisi le PRA parce qu'il représente le plus fidèlement le prix payé aux producteurs à la sortie du gisement.

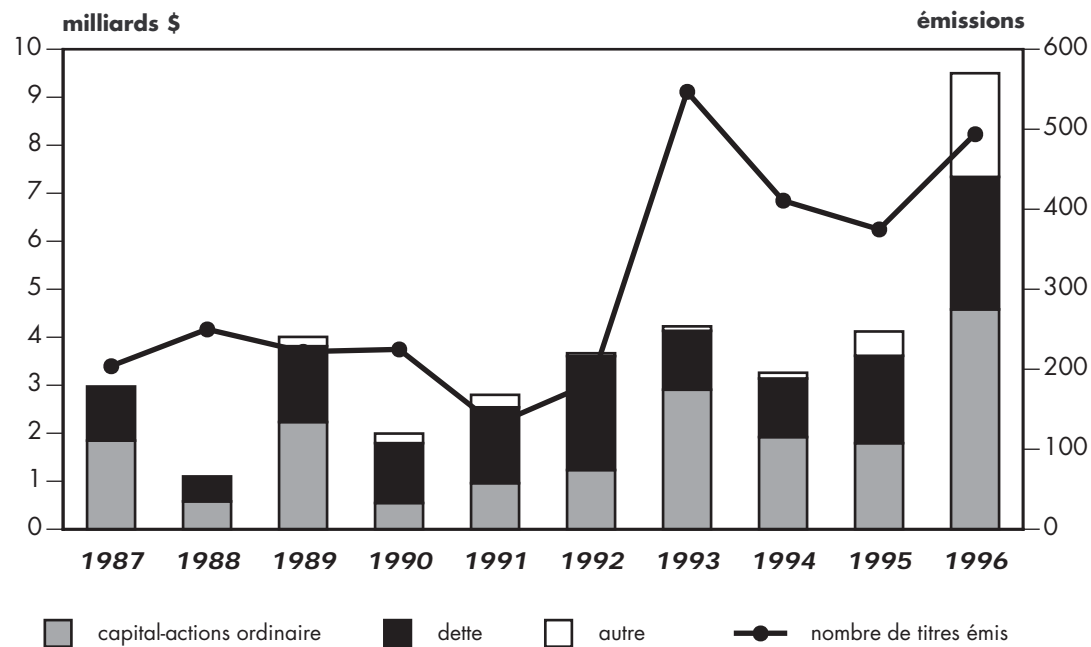
⁷ Comme le confirme le rapport ÉMGN 1993, intitulé *Approvisionnement en gaz naturel – Ouest canadien : Évolution récente (1982-1992), Perspectives de productibilité à court terme (1993-1996)*.

De 1992 à 1993, la combinaison de plusieurs facteurs du marché a marqué le début d'une période d'intense activité en amont. La demande a augmenté substantiellement au cours de l'hiver 1992/1993, qui a été relativement froid. Les prix ont commencé à grimper au milieu de 1992 et ils ont atteint, pendant le froid hiver 1993/1994, la valeur maximale de 2,10 \$/GJ. Avec l'augmentation de la demande a coïncidé l'augmentation du niveau de financement de l'industrie, celle du taux de rendement du capital et des émissions d'actions (figures 2.5, 2.6).

De la moitié de l'année 1994 au début de 1995, les conditions du marché ont de nouveau changé, et on a constaté un ralentissement marqué de l'activité. L'hiver 1994/1995 a été doux, ce qui a diminué les besoins de reconstitution des stocks. Parallèlement, malgré l'augmentation de la capacité pipelinère, l'effort fourni pour augmenter la capacité de production a engendré un nouvel excédent de capacité, la demande potentielle étant contrecarrée par le manque de capacité d'acheminement pipelinier⁸. Les prix du gaz, qui se situaient à 2,10 \$/GJ en avril 1994, ont baissé et atteint environ 1,05 \$/GJ en août 1995. Certains producteurs ont répondu à ces prix bas en retirant une partie de leur production du marché, pendant un certain temps. Pendant l'hiver 1995/1996, le PRA est remonté à 1,60 \$/GJ, ce qui est principalement dû à une période relativement longue de températures très froides.

FIGURE 2.6

Opérations de financement de trésorerie de l'industrie pétrolière canadienne



Source : Sayer Securities Limited

Note : la catégorie «autre» comprend les parts de redevances en fiducie, les parts de sociétés en commandite et d'autres types d'investissements non traditionnels en valeurs immobilières.

⁸ Canadian Energy Research Institute, 1995. "Survey of Canadian Natural Gas Deliverability, Production, Reserves and Investment".

2.3 Réponse des producteurs : 1992 à 1996

Les prix courants et anticipés du marché sont les facteurs déterminants les plus importants quant aux niveaux d'activité, mais ils ne sont pas les seuls. Le rythme de croissance de la demande et la disponibilité du financement par actions sont également importants. En outre, les producteurs doivent tenir compte d'autres considérations : les engagements contractuels en matière d'approvisionnement; les obligations foncières qui les astreignent à consentir des dépenses d'exploration dans certains délais; les obligations envers les investisseurs; les besoins de rentrées; et, sur le plan technique, la nécessité de remplacer les réserves et de maintenir la capacité de production à un certain niveau.

Pendant la phase ascendante du cycle des prix du gaz, l'industrie a réagi par une vague d'activités d'exploration et de mise en valeur inégalée. Cette situation s'est caractérisée par l'effervescence des acquisitions foncières, par de nombreux travaux géophysiques, par des niveaux records de forage et par le rythme accéléré du raccordement des puits. Au cours de la période allant de 1992 à 1996, la production de gaz commercialisable a augmenté annuellement de 8 % en moyenne, ce qui implique une croissance annuelle des exportations de 11 % et une croissance annuelle des ventes intérieures de 6 % (figure 2.2).

L'activité a quelque peu ralenti à mesure que les prix ont baissé au cours de la seconde moitié du cycle, mais elle s'est stabilisée à des niveaux plus élevés que ceux observés par le passé, au cours des périodes où les prix étaient comparables. Ce niveau de base plus élevé de l'activité reflète la réponse des producteurs à l'évolution des conditions du marché et à celle des conditions d'approvisionnement dans le BSOC. Dans les chapitres 3 et 4, on examinera en détail la réponse des producteurs aux signaux du marché, pendant la période étudiée.

RÉPONSE DES PRODUCTEURS À L'ÉVOLUTION DES CONDITIONS DU MARCHÉ ET À LA FLUCTUATION DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ

Un examen de divers aspects de l'activité gazière au cours de la période de 1992 à 1996 a été réalisé en vue de connaître la réponse des producteurs à l'évolution des conditions du marché et de relever les fluctuations et les caractéristiques de l'approvisionnement en gaz du BSOC. Cet examen a porté sur les points suivants :

- le décalage entre les signaux du marché et la réponse de l'industrie;
- les tendances concernant l'acquisition de terres pour l'exploitation du gaz;
- les niveaux et les tendances dans les travaux géophysiques axés sur le gaz;
- les niveaux et les tendances dans les travaux de forage d'exploration et de développement axés sur le gaz;
- la tendance générale à une intensification des niveaux d'activité.

La distribution régionale de ces aspects est également présentée pour neuf régions de gaz du BSOC. Cette ventilation saisit les différences marquantes entre les régions et relève des détails importants qui passeraient inaperçus si les données étaient regroupées par province ou pour l'ensemble du BSOC.

3.1 Signaux du marché, réponse de l'industrie et décalage

Dans la présente section, nous analysons la relation de «cause à effet» entre les prix et les niveaux d'activité. Les réponses des producteurs suivent les variations des prix du marché⁹, lesquelles sont quelque peu décalées dans le temps d'après les besoins opérationnels et les effets saisonniers.

La figure 3.1 illustre la moyenne mobile de 12 mois des niveaux d'activité concernant les ventes de terres, les travaux géophysiques, les travaux de forage et l'octroi de licences relatives aux puits, le tout par rapport au prix du gaz. On relève dans chaque cas des similitudes dans la relation prix-activité.

Les faibles niveaux d'activité relevés en 1991 et 1992 coïncident avec la faiblesse des prix du gaz au cours de ces deux années. Lorsque les prix ont monté en 1993 et 1994, les activités ont nettement augmenté et atteint des sommets lors du second semestre de 1994. Un autre élément similaire est le décalage entre les pointes et les creux des prix par rapport aux pointes et aux creux correspondants des niveaux d'activité. Par exemple, les prix du gaz ont atteint un sommet au cours du premier trimestre de 1994, mais la plupart des paramètres d'activité l'ont fait au quatrième trimestre de la même année.

⁹ Les producteurs sont peut-être davantage influencés par les prix futurs qu'ils escomptent que par les prix réels; toute fois, cela est difficile à évaluer d'une manière analytique.

CONTEXTE RÉGIONAL

L'étude englobe les principales régions productrices de gaz naturel du BSOC dans les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan, dans lesquelles 17 zones productrices individuelles et sept zones géologiques ont été définies. Les zones productrices, illustrées à la figure A1-1 de l'annexe I, sont numérotées de 1 à 17; les groupes de formations géologiques utilisés apparaissent aussi à la figure A1-1. La plupart des éléments de l'étude pour les 17 zones productrices et les sept zones géologiques ont été examinés, mais pour faciliter la présentation les zones productrices ont été recombinaées en neuf régions de gaz par l'ONÉ, soit deux en Colombie-Britannique, cinq en Alberta et deux en Saskatchewan. Ces neuf régions sont nommées de la manière indiquée à la figure 1.1. Dans la plupart des cas, les groupes de formations géologiques sont présentés sous la forme d'un ensemble regroupé unique dans chaque région de gaz.

L'annexe I décrit plus en détail les régions et zones productrices de l'ONÉ qui ont été définies, ainsi que les groupes de formations géologiques définis pour l'étude.

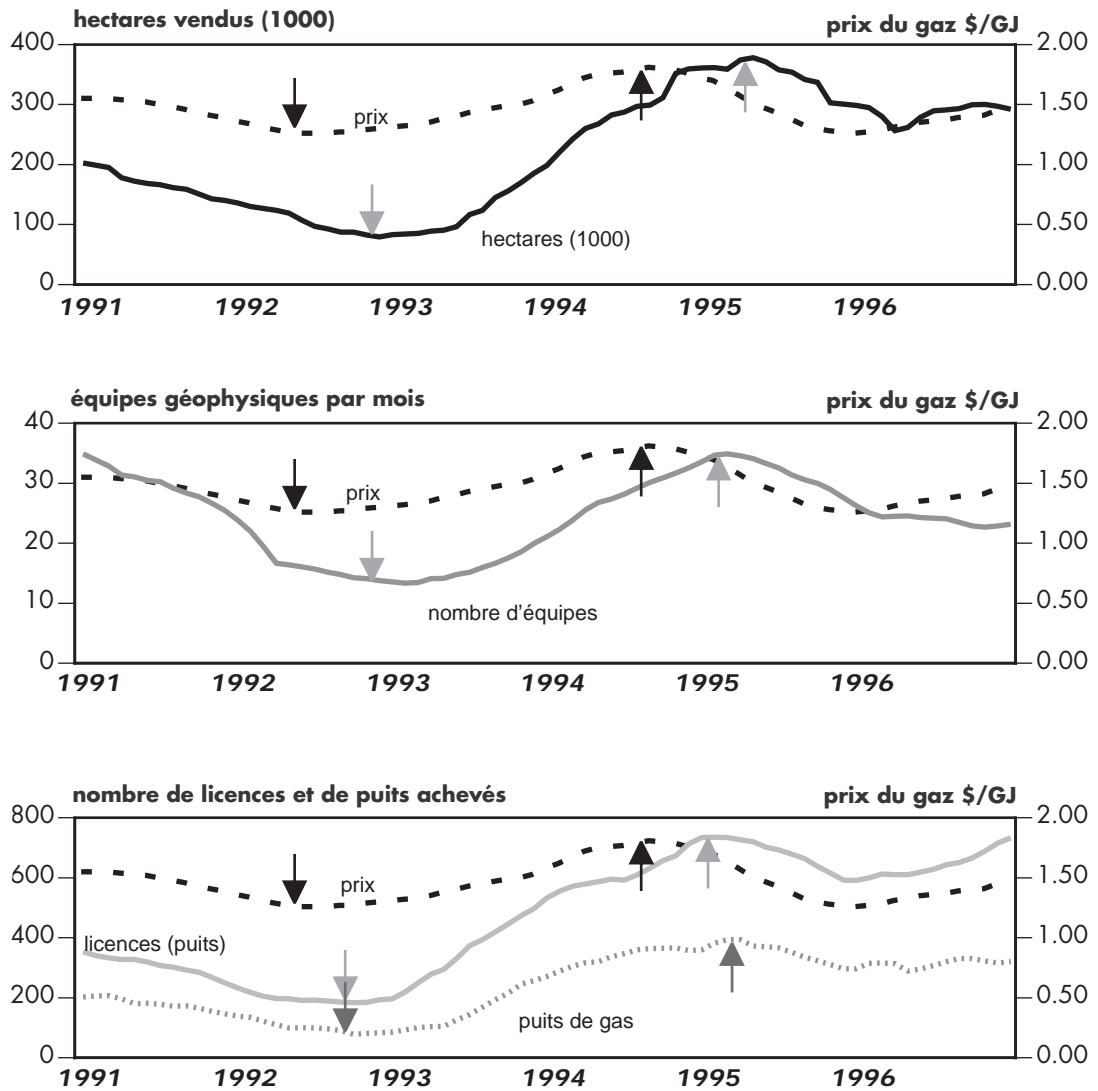
Les flèches indiquées sur les schémas de la figure 3.1 indiquent les pointes et les creux qui s'appliquent à chaque courbe. Une comparaison de ces pointes et de ces creux révèle le décalage entre le signal de prix et la réponse, au sein de l'élément d'activité examiné. Voici les décalages qui ressortent de la figure 3.1 :

- mouvement à la hausse :
 - 7 mois pour les ventes de terres
 - 6 mois pour les travaux géophysiques
 - 7 mois pour l'achèvement des travaux de forage de puits de gaz
 - 4 mois pour l'octroi de licences relatives aux puits de gaz

- mouvement à la baisse :
 - 6 mois pour les ventes de terres
 - 8 mois pour les travaux géophysiques
 - 4 mois pour l'achèvement des travaux de forage de puits de gaz
 - 4 mois pour l'octroi de licences relatives aux puits de gaz

FIGURE 3.1

Activité gazière et prix du gaz dans l'Ouest canadien

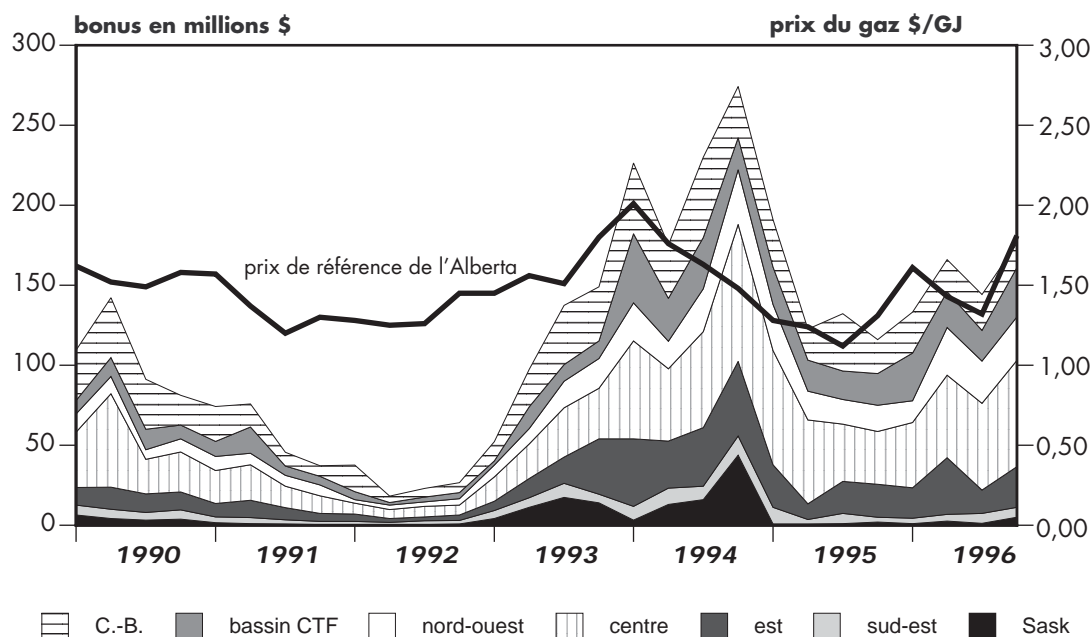


La manière de déceler le plus rapidement l'évolution des tendances dans les plans des producteurs est d'examiner les variations du nombre de licences relatives aux puits, le décalage entre une variation de prix et la réponse de l'industrie étant de l'ordre de quatre mois, ce qui dénote principalement que seuls des processus administratifs sont en cause. Pour ce qui est des autres variables – les ventes de terres, le nombre des équipes géophysiques et les achèvements de travaux de forage – le décalage varie entre six et huit mois en raison des fluctuations saisonnières et du délai plus long pour obtenir par contrat le matériel nécessaire.

Il est intéressant de signaler que le délai de réponse des producteurs, pour ce qui est des achèvements de travaux de forage, est d'environ trois mois de plus lorsque les activités sont à la hausse que lorsqu'elles sont à la baisse. On pense que cela est dû à une augmentation du temps nécessaire pour obtenir par contrat du matériel et des équipes quand les services sont en forte demande.

FIGURE 3.2

**Résultats des ventes de terres dans l'Ouest canadien
Bonus estimatif (gaz) par trimestre**



3.2 Ventes de terres et travaux géophysiques

Dans cette section, nous analysons l'acquisition, par les producteurs, de droits d'exploration et de développement, ainsi que les niveaux de travaux géophysiques. Sont également examinées la distribution régionale de ces travaux et les fluctuations de cette distribution durant cette période.

3.2.1 Ventes de terres

Les données relatives aux ventes de terres provinciales, qui indiquent l'emplacement, la taille et le prix des terrains ainsi que les droits qui y sont associés, donnent une bonne indication de l'intérêt que manifeste l'industrie en matière d'exploration dans une zone déterminée. Les prix payés pour les droits traduisent l'opinion de l'industrie sur le potentiel des terres, ainsi que le degré de concurrence que ces dernières suscitent. Le niveau relatif des ventes de terres axées sur le gaz pour chacune des zones visées par notre étude devrait correspondre aux niveaux de forage futurs dans ces régions. Il est donc possible, en surveillant les ventes de terres, d'obtenir une indication précoce d'éventuelles variations dans la distribution des travaux de forage gaziers futurs.

En réponse à la hausse de prix qui s'est engagée à la fin de 1992, les producteurs ont vite intensifié les achats de droits fonciers axés sur le gaz. Cette mesure s'est soldée par une hausse marquée des prix payés pour les droits fonciers, et les augmentations les plus fortes ont été relevées dans l'est et le centre de l'Alberta et, dans une moindre mesure, dans le nord-ouest de l'Alberta et en Colombie-Britannique (figure 3.2). Les dépenses d'acquisition de terres sont demeurées à un niveau relativement élevé, même après la baisse du PRA amorcée au début de 1994, parallèlement aux tendances relevées sur le plan des forages.

D É T E R M I N A T I O N D E S I N T E N T I O N S R E L A T I V E S A U G A Z

La méthode employée consiste à répartir les chiffres relatifs au nombre des équipes géophysiques et les données relatives aux ventes de terres entre les neuf régions désignées par l'ONÉ, et de séparer ensuite à nouveau les données entre le pétrole et le gaz en se fondant sur les intentions d'exploration dans chacune de ces régions. Il semble raisonnable de répartir l'activité actuelle en prenant pour base les intentions d'exploration antérieures des producteurs, mesurées par le ratio du métrage total des forages d'exploration gazière fructueux et du métrage total des forages d'exploration fructueux pour les puits de gaz et pour les puits de pétrole. Cette façon de déterminer les intentions d'exploration gazière n'est peut-être pas précise, mais l'estimation que l'on obtient des ventes de terres et des travaux géophysiques axés sur le gaz donne quand même une certaine idée de l'évolution des tendances en matière d'exploration. Le tableau 3.1 présente les intentions d'exploration gazière pour chacune des neuf régions visées par notre étude, et ce, pour les années 1992 à 1996.

T A B L E A U 3 . 1

Nombre total, en %, des forages d'exploration fructueux censément axés sur le gaz

région/année	1992	1993	1994	1995	1996
C.-B. – plaines	0.73	0.64	0.74	0.76	0.58
C.- B. – contreforts	1.00	1.00	0.96	1.00	1.00
sud-est de l'Alberta	0.49	0.53	0.58	0.53	0.49
est de l'Alberta	0.53	0.65	0.78	0.73	0.71
centre de l'Alberta 1996	0.43	0.52	0.64	0.65	0.67
nord-ouest de l'Alberta	0.40	0.55	0.59	0.73	0.66
bassin profond des contreforts (Alberta)	0.79	0.58	0.85	0.81	0.82
sud-ouest de la Saskatchewan	0.51	0.82	0.62	0.08	0.10
centre-ouest de la Saskatchewan	0.52	0.18	0.74	0.26	0.16

3.2.2 Travaux géophysiques

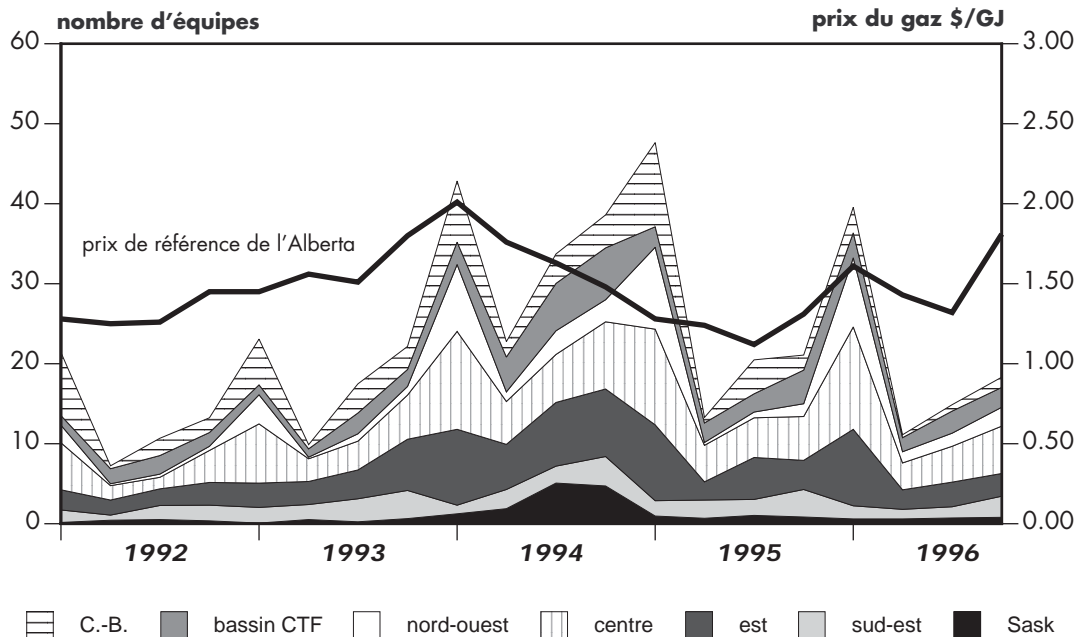
La surveillance de l'emplacement et du niveau des travaux géophysiques, mesurés par le nombre mensuel d'équipes géophysiques, constitue un moyen raisonnable d'évaluer le degré d'intérêt relatif des producteurs dans une zone donnée. Cela sert aussi à indiquer de façon approximative le niveau des travaux de forage subséquents¹⁰.

Les producteurs ont réagi avec vigueur à l'augmentation des prix du gaz, car le nombre d'équipes actives en 1994 et 1995 était le double de celui relevé en 1992 (figure 3.3). Cette réaction vigoureuse est surtout évidente au cours de la période de 1993-1994, et elle se concentrait principalement dans les régions aux gisements peu profonds ainsi que dans le centre de l'Alberta. Bien que l'intérêt suscité par

¹⁰ Les données relatives au nombre d'équipes sismiques sont tirées du *Petroleum Explorer*, qui comporte des renseignements sur l'emplacement de chaque équipe active, de même que sur le type d'études effectuées.

FIGURE 3.3

Comparaison entre les travaux géophysiques censément axés sur le gaz et le prix du gaz dans l'Ouest canadien



les zones aux gisements peu profonds se soit maintenu en 1995, il est manifeste qu'en 1994 et 1995 les activités se sont intensifiées dans les régions de la C.-B., du bassin profond des contreforts en Alberta et du nord-ouest de l'Alberta. Ce changement est attribuable en partie à la décision de chercher dans ces régions des objectifs plus profonds et de plus grande taille.

Pendant la majeure partie de 1995 et une partie de 1996, les travaux entrepris dans toutes les régions de l'Ouest canadien ont été moins nombreux qu'en 1994. Les régions aux gisements peu profonds montrent une légère augmentation des travaux à la fin de 1995, signe que les producteurs continuent d'être intéressés à y obtenir une productibilité rapide.

3.3 Forages d'exploration et de développement

Cette section analyse la réponse de l'industrie face à l'évolution des conditions du marché du gaz, sur le plan du niveau, du type et de l'emplacement des travaux de forage. Ces derniers constituent un paramètre d'activité à forte intensité capitalistique et sont un indicateur valable et concret des réponses des producteurs. L'analyse des travaux de forage gazier porte sur les sujets suivants :

- la mesure dans laquelle les producteurs ont tendance à forer des puits surtout en vue d'une productibilité immédiate;
- la mesure dans laquelle les producteurs ont changé leurs intentions d'exploration, en passant des zones peu profondes à des zones plus profondes, après le milieu de 1994;
- la distribution des forages par région désignée par l'ONÉ, zone géologique désignée par l'ONÉ et type de puits (qu'il s'agisse de forages d'exploration ou de développement).

Pour donner une meilleure idée de la distribution des travaux d'exploration et de développement, les données relatives aux forages ont été réparties en deux catégories : «gaz de formations peu profondes» et «gaz de formations profondes». Dans la plupart des cas, les statistiques sur les forages sont présentées sous forme de kilomètres forés, en plus du nombre de puits forés.

Après être tombés en 1992 à leur point le plus bas en vingt ans, les niveaux de forage ont connu une hausse marquée en 1993 dans le BSOC, atteignant un niveau record de 5 332 puits de gaz en 1994 (figure 3.4). En 1995, en raison d'une baisse des prix du gaz, le nombre total de forages pratiqués dans le BSOC a diminué d'environ 30 %, pour ensuite augmenter légèrement en 1996. Même si le nombre de puits a diminué par rapport aux niveaux records de 1994, les travaux de forage effectués en moyenne au cours de la période de 1993 à 1996 représentent un niveau sensiblement supérieur à celui relevé avant 1992. Cette observation donne à penser que les producteurs ont été incités à maintenir le rythme des travaux de forage par des facteurs autres que le seul prix du marché.

3.3.1 Type de travaux de forage

La réponse des producteurs aux fluctuations de prix survenues entre 1992 et 1996 se manifeste de deux façons. Premièrement, le nombre de puits forés a nettement augmenté, atteignant de nouveaux records sur le plan du nombre de puits et de mètres forés. Deuxièmement, l'écart entre les forages d'exploration et les forages de développement a changé en faveur des puits de développement (figure 3.5). Au début, les producteurs ont réagi à la hausse de la demande et des prix en s'efforçant d'obtenir rapidement une capacité supplémentaire, ou en «forant pour assurer la productibilité». L'accent mis sur les forages de développement s'est poursuivi jusqu'à la fin de la période, et ce type de forages a représenté environ 60 % des kilomètres de puits de gaz fructueux. Dans l'ensemble, les producteurs ont axé les deux tiers de leurs travaux sur des forages de développement au cours de ce cycle d'activité.

FIGURE 3.4

Comparaison entre le nombre mensuel de puits de gaz achevés et le prix du gaz dans l'Ouest canadien

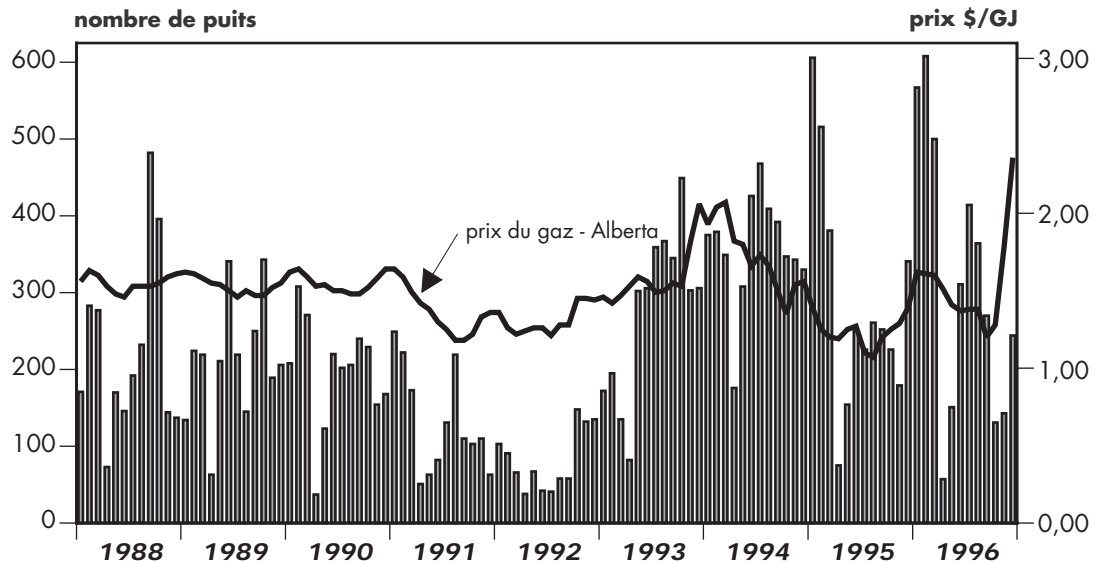
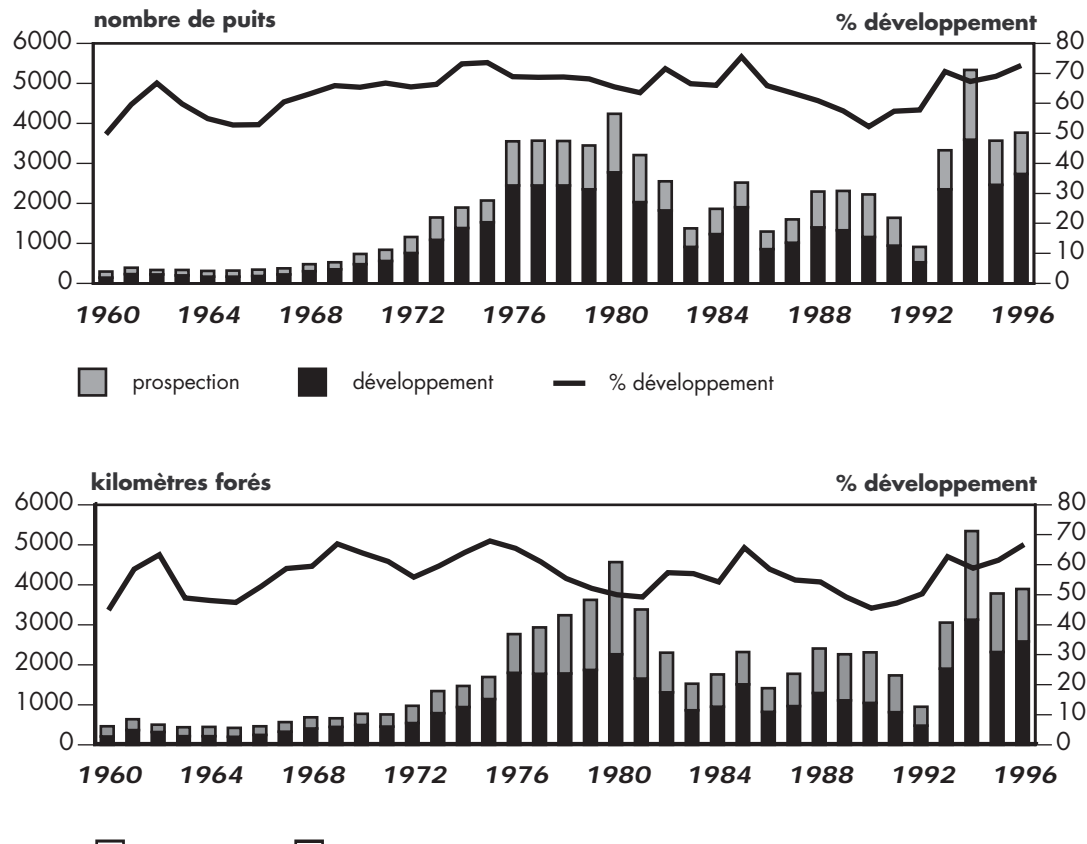


FIGURE 3.5

Nombre annuel des puits de gaz achevés dans l'Ouest canadien



3.3.2 Distribution par région

La réponse rapide des producteurs aux signaux du marché en vue d'un accroissement de la production se manifeste surtout dans l'augmentation soudaine des forages de développement dans les zones aux formations de gaz peu profondes, ainsi que dans le centre et l'est de l'Alberta (figure 3.6). En 1993, les travaux de forage de développement dans les régions aux formations de gaz peu profondes ont été supérieurs aux travaux de forage de développement effectués dans le reste du bassin tout entier. On relève aussi d'importants travaux de développement dans le nord-ouest et le bassin profond des contreforts en Alberta.

En ce qui concerne l'exploration, les travaux de forage des producteurs se sont principalement concentrés dans le centre de l'Alberta, suivi du nord-ouest de l'Alberta, du bassin profond des contreforts, du sud-est de l'Alberta et de l'est de l'Alberta (figure 3.7). La plupart des régions font état d'une augmentation marquée des activités en 1993 par rapport à 1992, et les niveaux d'activité ont atteint un sommet en 1994 avant de diminuer quelque peu en 1995. En 1996, le nord-ouest, le bassin profond des contreforts et le centre de l'Alberta ont connu une légère augmentation des activités par rapport à 1995, tandis que le reste des régions ont accusé de légères diminutions.

Le sud-ouest de la Saskatchewan, une région aux formations de gaz peu profondes, s'est comporté de manière quelque peu différente : les activités ont atteint un sommet en 1993, ont légèrement diminué en 1994 et sont ensuite tombées brusquement à un niveau d'environ 60 000 mètres forés en 1995. Cette baisse marquée reflète l'achèvement d'importants projets de développement dans les champs d'Ingebright et Firefight, plutôt qu'une variation des tendances.

FIGURE 3.6
Forages de développement par région

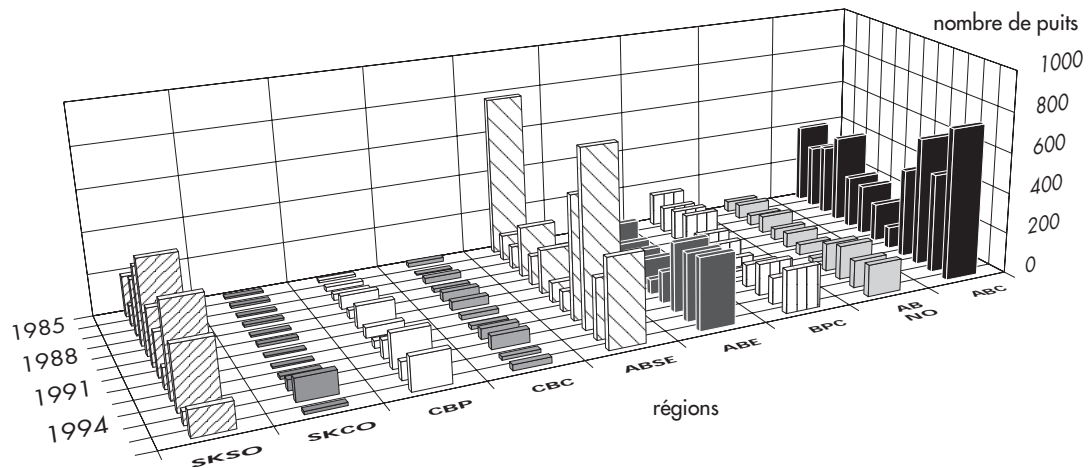
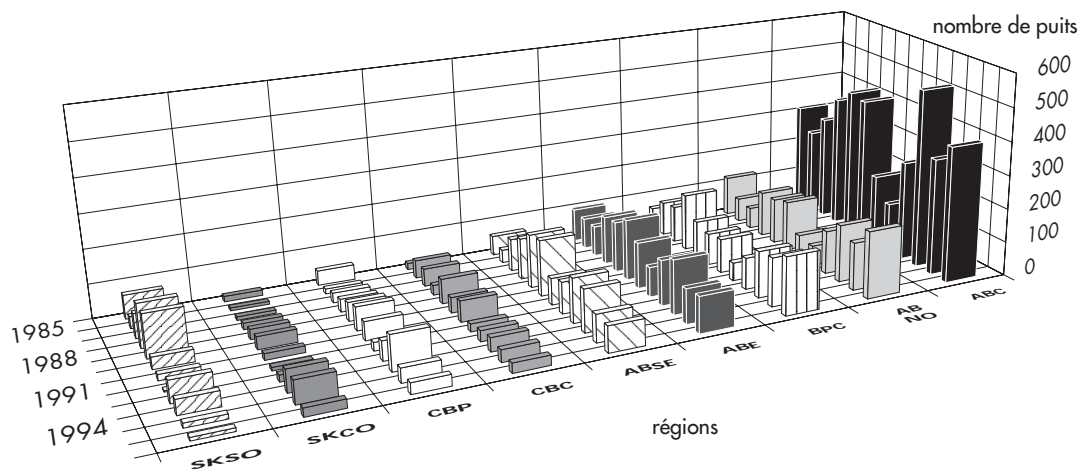


FIGURE 3.7
Forage d'exploration par région



Abréviations

SKSO	sud-ouest de la Saskatchewan	ABE	est de l'Alberta
SKCO	centre-ouest de la Saskatchewan	BPC	bassin profond- contreforts
CBP	C.-B. – plaines	ABNO	nord-ouest de l'Alberta
CBC	C.-B. – contreforts	ABC	centre de l'Alberta
ABSE	sud-est de l'Alberta		

STATISTIQUES SUR LES FORAGES – EFFET DE LA MISE EN VALEUR DES RÉGIONS AUX FORMATIONS DE GAZ PEU PROFONDES

Les régions aux formations de gaz peu profondes du sud-est de l'Alberta et du sud-ouest de la Saskatchewan représentent environ 60 % du nombre total de puits de gaz dans le BSOC. Dans toute analyse des statistiques sur les forages de puits de gaz, il est important de faire une distinction entre les régions aux formations de gaz peu profondes et celles où les formations sont profondes. Notre désignation des «formations de gaz peu profondes» englobe tous les puits de gaz figurant dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan, dont la plupart se trouvent dans la zone géologique de Medicine Hat-Milk River (MH-MR). Dans le BSOC, le nombre des puits de gaz producteurs en 1995, dans les régions aux formations de gaz peu profondes, représente environ 77 % du nombre total de puits de gaz productifs, et 90 % de ces derniers sont des puits de développement. Les données regroupées sur les puits du BSOC ou de l'Alberta ne reflètent pas convenablement les différences qui existent entre les régions aux formations de gaz peu profondes et celles où les formations sont profondes. Par exemple, en 1994, environ 900 puits d'exploration ont été forés en Alberta, exclusion faite du sud-est de la province, ce qui représente environ 38 % du nombre total de puits de gaz forés en Alberta cette année-là. Si l'on inclut dans ce chiffre total le sud-est de l'Alberta, les puits d'exploration ne représentent que 26 % du total.

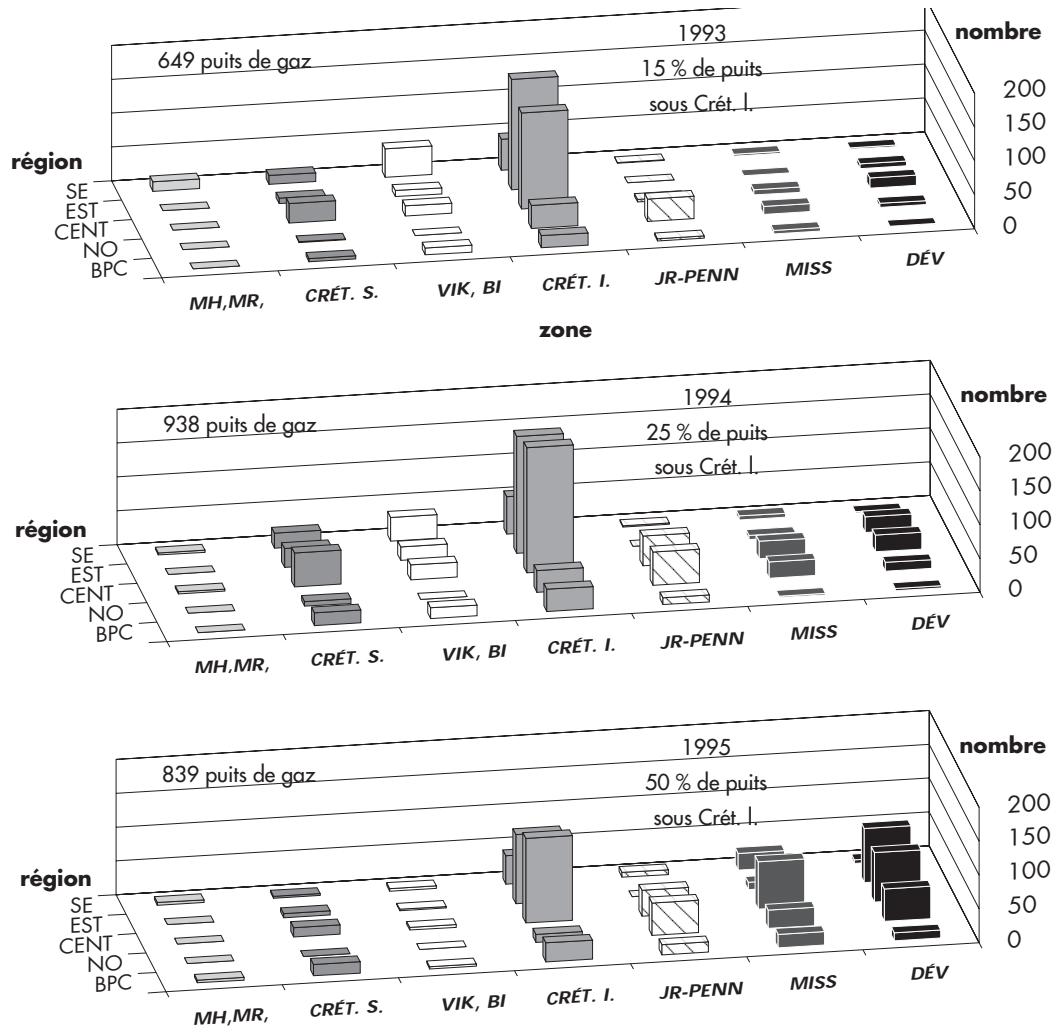
3.3.3 Distribution par zone géologique

Un autre signe important des changements survenus dans les stratégies auxquelles ont recours les producteurs pour trouver et mettre en valeur des réserves de gaz concerne les zones cibles privilégiées dans diverses régions. En général, les objectifs peu profonds coûtent moins chers à forer et à mettre en valeur, mais leurs réserves sont relativement petites et présentent une productivité inférieure par puits. Par contraste, les objectifs situés dans des zones géologiquement plus anciennes et plus profondes se traduisent en général par des réserves plus considérables et une productivité supérieure par puits. La présente section analyse la distribution géologique des forages d'exploration et de développement axés sur le gaz qui ont été fructueux en Alberta, entre 1993 et 1995.

La distribution des forages d'exploration de gaz effectués en Alberta, par région et zone géologique désignées par l'ONÉ, est présentée à la figure 3.8. Les graphiques illustrent le déplacement des forages d'exploration vers les trois zones profondes situées sous le Crétacé inférieur («Crét. I.») – le Jurassique – Pennsylvanien, le Mississippien et le Dévonien – au cours de cette période. Ces trois zones géologiques ont représenté 15, 25 et 50 % du nombre total des forages d'exploration de gaz pour les années 1993, 1994 et 1995 respectivement. La majeure partie de cette hausse du nombre de forages profonds est survenue dans les groupes mississippien et dévonien de l'est et du centre de l'Alberta. Il y a eu aussi une augmentation notable du nombre de puits pour le groupe jurassique-pennsylvanien, soit 44 en 1995, contre quatre puits seulement forés en 1993.

FIGURE 3.8

Puits d'exploration par région et par zone géologique en Alberta



DISTRIBUTION DES FORAGES PAR ZONE GÉOLOGIQUE

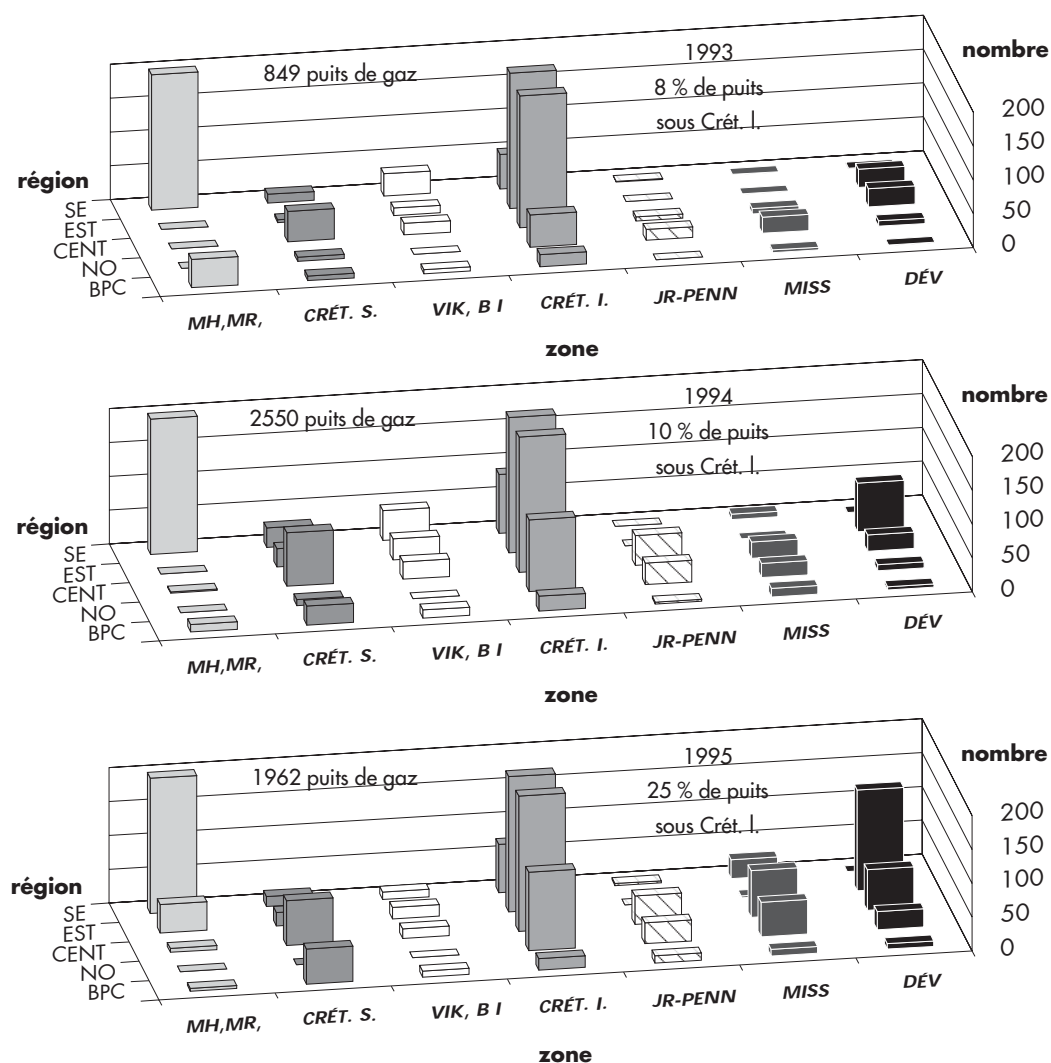
Les diverses zones géologiques de l'Alberta ont été réparties entre les sept zones productrices désignées par l'ONÉ¹¹. L'affectation est basée sur la formation que l'on rencontre à la profondeur totale («PT») atteinte par chaque puits de gaz. En d'autres termes, on affecte un puits à une zone désignée par l'ONÉ en prenant pour base la formation géologique que l'on rencontre au point de pénétration le plus profond du puits. Selon notre analyse des données de forage, il existe une bonne corrélation entre l'affectation d'un puits à une zone désignée par l'ONÉ et la formation productrice qui se rattache à ce puits. Dans de nombreux cas, il existe plus d'une zone par puits, et les formations situées plus en hauteur sont également productibles. Dans la plupart des cas, il y a production dans la zone désignée par l'ONÉ.

¹¹ L'annexe I traite des régions et des zones gazières désignées par l'ONÉ.

La figure 3.9 illustre la distribution, par région et par zone géologique désignées par l'ONÉ, des puits de développement fructueux en Alberta au cours des années 1993, 1994 et 1995 respectivement. Le rôle important que joue la zone géologique de Medicine Hat-Milk River-Second White Specks dans le sud-est de l'Alberta est évident, et représente 48 % des forages de puits de gaz en vue du développement en Alberta en 1993. En 1994, environ 2 550 puits de développement ont été fructueux dans cette province, et 1 044 puits (41 %) se situent dans cette intersection région-zone. La contribution plus marquée de la zone du Crétacé inférieur en 1994 par rapport à 1993 est évident, comme l'est une légère augmentation pour les trois zones profondes. En 1995, le nombre de puits dans le sud-est de l'Alberta a connu une baisse marquée; toutefois, le nombre de puits relatifs à la zone du Crétacé inférieur est demeuré à des niveaux quasi identiques à ceux de 1994. L'augmentation relative des forages de développement liés aux trois zones profondes est évidente, passant de 10 % en 1994 à 25 % en 1995, et le nombre de puits a presque doublé, passant de 255 puits à 492. Ce mouvement en faveur de la production à partir d'horizons plus profonds concorde avec les caractéristiques des forages d'exploration.

FIGURE 3.9

Puits de développement par région et par zone géologique en Alberta



3.4 Tendance à des niveaux d'activité supérieurs

Dans les années qui ont suivi la déréglementation, la capacité de production a excédé la demande par une marge considérable, quoique progressivement décroissante. Après que la capacité de production et la demande se soient davantage équilibrées au début des années 1990, les caractéristiques de l'approvisionnement en gaz ont changé. La relation de «cause à effet» prévue entre les prix et les niveaux d'activité est demeurée généralement uniforme jusqu'en 1994, c'est-à-dire que les producteurs réagissaient aux fluctuations et aux prix du marché en modifiant de façon correspondante leurs niveaux d'activité.

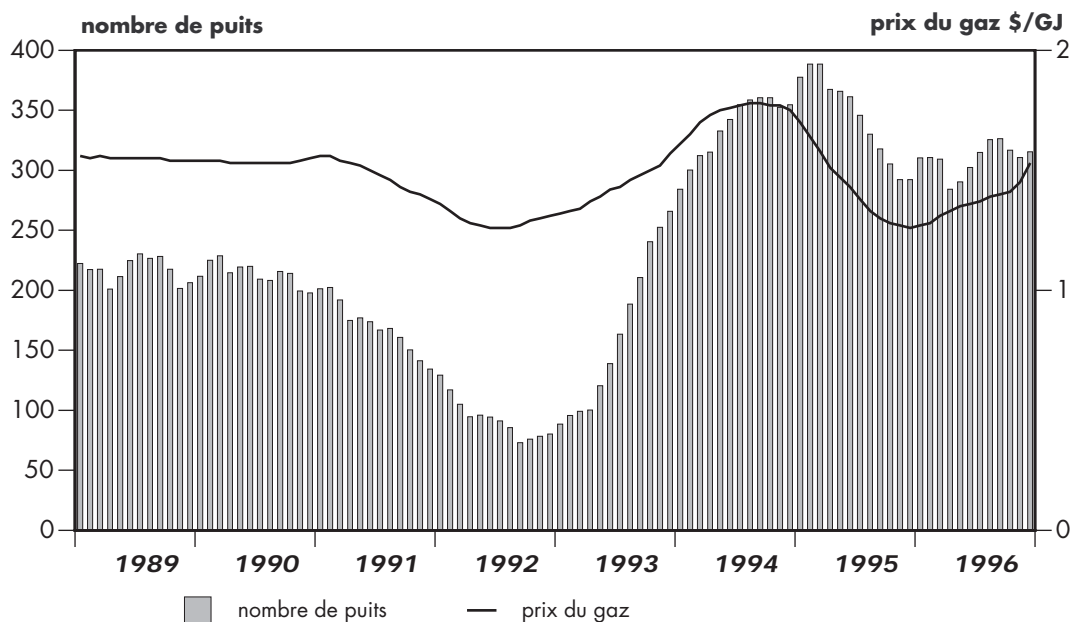
Cette relation entre les prix et l'activité semble s'être transformée ces deux dernières années. Les prix ont diminué en 1995 au point d'atteindre les faibles niveaux de 1992, mais les activités de forage des producteurs entre la fin de 1995 et 1996 sont demeurées à un niveau bien supérieur à celui relevé avant 1993 (figure 3.10). Ce niveau supérieur d'activité serait dû à plusieurs facteurs, comme les suivants :

- une augmentation progressive de la demande;
- une diminution de la productivité par puits;
- des engagements contractuels permanents¹² des producteurs au sujet de l'approvisionnement en gaz;
- des obligations foncières entraînant des dépenses d'exploration et de développement;
- le besoin de répondre aux attentes des investisseurs;
- le besoin de préserver un flux de liquidités;
- le besoin de remplacer les réserves.

Les niveaux d'activité supérieurs se sont maintenus en 1996, ce qui corrobore le besoin antérieurement projeté de bénéficier de niveaux supérieurs soutenus de travaux de forage.

FIGURE 3.10

Comparaison entre les forages de puits de gaz et le prix du gaz dans l'Ouest canadien - moyenne mobile de 12 mois



¹² Contrats signés avec des acheteurs au sujet de quantités quotidiennes précisées de gaz pendant une durée déterminée et d'un volume total précis.

TENDANCES EN MATIÈRE DE RACCORDEMENT DES PUIITS DE GAZ ET DE PRODUCTION

Nous avons examiné divers aspects de la production de gaz entre les années 1992 à 1996 dans le but de relever l'évolution des caractéristiques de l'approvisionnement en gaz du BSOC. Cet examen a porté sur les aspects suivantes :

- les tendances relatives à l'âge des puits nouvellement raccordés;
- le rythme du raccordement de puits aux fins de production;
- les tendances relatives à la productivité initiale des puits;
- les tendances relatives aux taux de diminution de la production.

La distribution régionale de ces aspects est également présentée pour neuf régions de gaz du BSOC. Il est nécessaire de procéder à cette ventilation pour saisir les différences importantes ainsi que pour relever les détails marquants qui passeraient inaperçus si les données étaient regroupées par province ou pour l'ensemble du BSOC.

4.1 Raccordement de puits de gaz aux fins de production

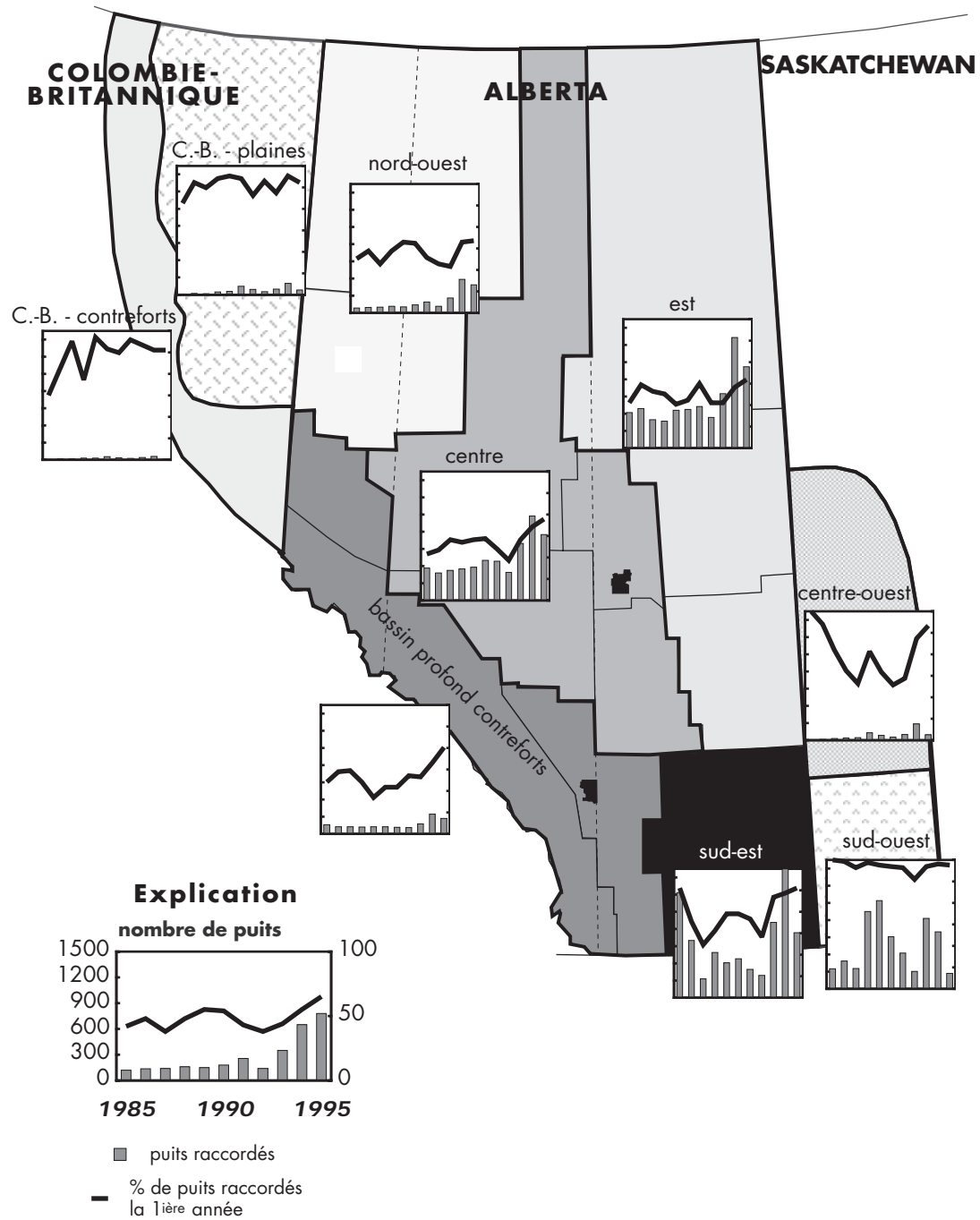
Ainsi qu'il a été décrit dans les sections précédentes, l'industrie gazière a réagi aux conditions du marché, caractérisées par un rétrécissement de la marge entre l'offre et la demande, combiné à des prix attractifs, en forant un nombre sans précédent de puits de gaz d'exploration et de développement dans le BSOC. La présente section analyse le rythme et la distribution des raccordements de puits, deux facteurs importants pour ce qui est d'évaluer la situation générale de l'approvisionnement. Cette analyse comprend l'âge des puits en voie de raccordement, que ces derniers aient été forés depuis peu ou qu'ils proviennent du stock d'anciens puits, le décalage entre le forage d'un puits et son raccordement aux fins de production, et la distribution régionale des puits.

4.1.1 Taux et délai de raccordement

L'une des caractéristiques manifestes de la réponse des producteurs à l'évolution des conditions du marché a été l'augmentation rapide du rythme de raccordement de puits à des fins de production, surtout durant les premières années de la période étudiée. Un examen du délai de raccordement, ou du décalage entre le forage d'un puits et son raccordement aux fins de production, dénote que ce délai s'est singulièrement raccourci pour la plupart des régions durant cette période.

FIGURE 4.1

Raccordements des puits de gaz dans l'Ouest canadien



De 1993 à 1994, environ 9 300 puits ont été raccordés aux fins de production, comparativement à 3 600 seulement de 1991 à 1992. Il est possible d'obtenir plus d'informations sur les pratiques des producteurs qui procèdent au raccordement de puits à des fins de production en comparant l'importance et le rythme des raccordements de puits dans les régions.

La figure 4.1 illustre le nombre de puits raccordés par année entre 1985 et 1995, et ce, pour chacune des neuf régions désignées par l'ONÉ. Une courbe, tracée pour chaque région, représente le pourcentage de puits raccordés dans l'année qui suit leur forage. Habituellement, le décalage entre l'achèvement et le raccordement tend à diminuer vers un minimum pour chaque région, ce qui reflète les aspects logistiques opérationnels de chacune. Les pratiques de raccordement varient considérablement dans les neuf régions.

Les régions aux formations de gaz peu profondes du sud-est de l'Alberta et du sud-ouest de la Saskatchewan ont connu un nombre important de raccordements de puits entre 1993 et 1995. Vu la faible profondeur des forages et la proximité de l'infrastructure existante, il est possible dans ces régions de forer et de raccorder les puits à bref délai. On constate que les producteurs se tournent régulièrement vers ces dernières pour obtenir une productivité immédiate.

En ce qui concerne le délai de raccordement, toutes les régions de l'Alberta montrent une nette augmentation, au cours de la période étudiée, du pourcentage de puits raccordés dans l'année suivant leur forage, et la plupart des régions s'approchent du chiffre de 50 % de raccordements pour 1995. En Colombie-Britannique, ainsi que dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan, les puits de gaz continuent d'être raccordés dans un délai de moins d'un an, à des taux d'au moins 80 %. Dans le centre-ouest de la Saskatchewan, le pourcentage de puits raccordés en moins d'un an a nettement augmenté, ce qui reflète l'importance accrue accordée à cette région.

Pour la plupart des régions, on relève aussi une augmentation considérable du nombre de puits raccordés au cours de la période étudiée, car les producteurs ont accéléré le rythme de raccordements en réponse aux conditions du marché. Les exceptions sont les deux régions de la C.-B., ainsi que le centre-ouest de la Saskatchewan, où l'on ne relève aucune augmentation marquée du nombre de puits raccordés.

Il est nécessaire d'être prudent lorsque l'on compare l'incidence des puits raccordés sur la capacité de production dans les diverses régions. Par exemple, un puits nouvellement raccordé dans le bassin profond des contreforts aurait habituellement 40 fois la capacité d'un puits situé dans le sud-est de l'Alberta. On ne peut donc pas procéder à une comparaison valable, entre les régions, de l'effet du raccordement des puits sur la capacité de production en se fondant uniquement sur le nombre de ces derniers.

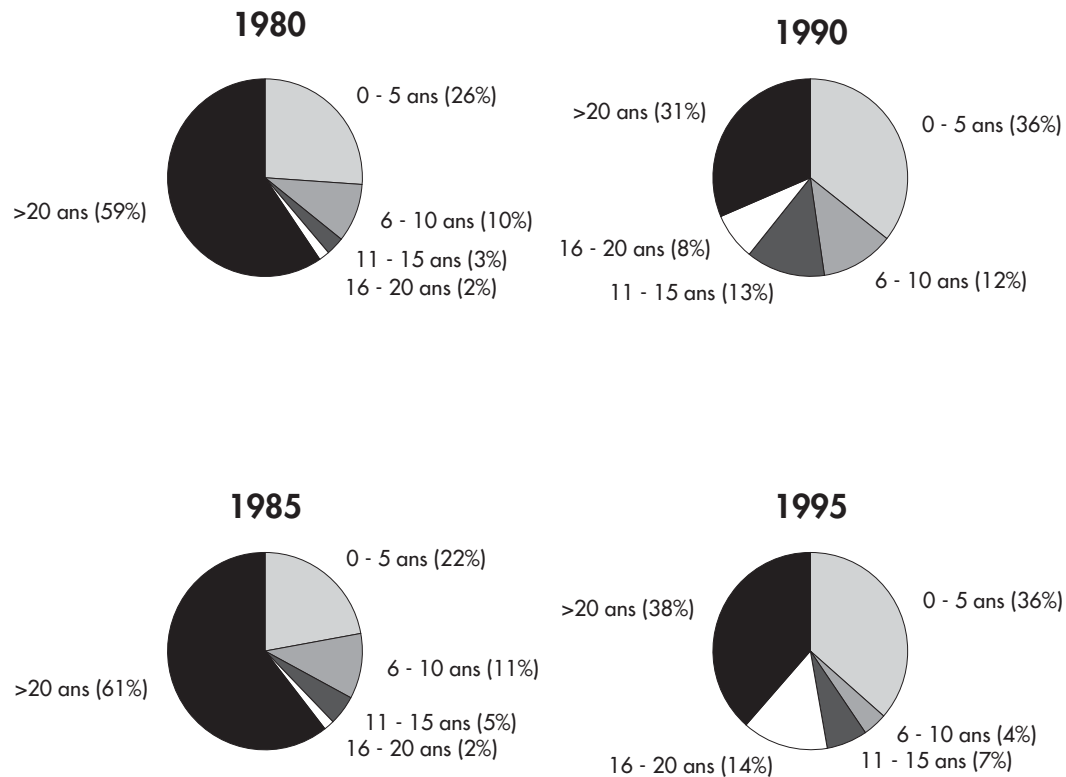
4.1.2 Âge des puits nouvellement raccordés

Les producteurs peuvent accroître l'approvisionnement en exploitant soit d'anciens gisements soit des gisements découverts depuis peu. La date de découverte du gisement auquel ont été raccordés de nouveaux puits a été examinée afin de déterminer dans quelle mesure les producteurs utilisent d'anciens gisements pour alimenter la nouvelle production de gaz (figure 4.2). Il ressort de ce tableau que les producteurs continuent d'utiliser d'anciens gisements, mais moins qu'il y a dix ans.

En 1995, les producteurs se sont tournés vers des gisements datant de moins de six ans pour 36 % de leurs nouveaux raccordements de puits; en 1985, 22 % des gisements cibles dataient de moins de six ans. En outre, en 1995, seuls 39 % des nouveaux raccordements de puits concernaient des gisements datant de plus de vingt ans; en 1985, le chiffre était de 61 %.

FIGURE 4.2

Mise en production initiale des puits de gaz en Alberta selon l'âge de la découverte du gisement

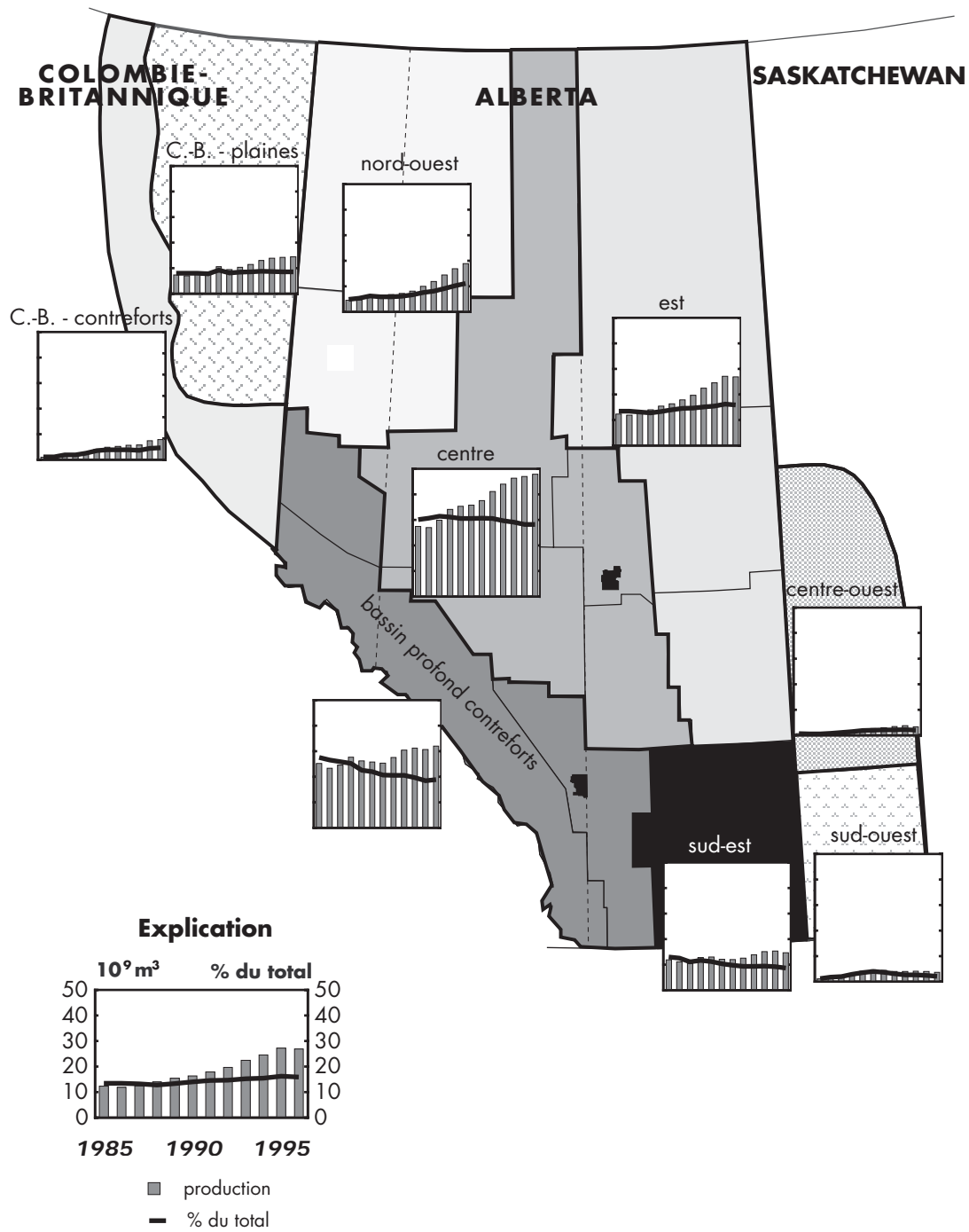


4.2 Production de gaz naturel et taux de production

La présente section analyse l'effet, sur la production de gaz et la capacité de production, d'une hausse marquée des travaux de forage et de raccordement de puits qui sont survenus entre 1993 et le milieu de 1995. Est comparé le rendement initial des puits nouvellement forés et des puits anciens, et sont aussi présentées les variations régionales sur le plan de la production. Il est important d'évaluer les capacités de production de ces puits pour déterminer l'effet qu'aura le raccordement de nouveaux puits sur la productibilité totale en gaz. Comme cela a été fait dans les chapitres précédents, une distinction sera faite dans certains cas entre les formations de gaz peu profondes et les formations de gaz profondes, de même qu'entre les puits de développement et les puits d'exploration. Les neuf régions désignées par l'ONÉ sont également comparées.

FIGURE 4.3

Production de gaz brut non associé par région

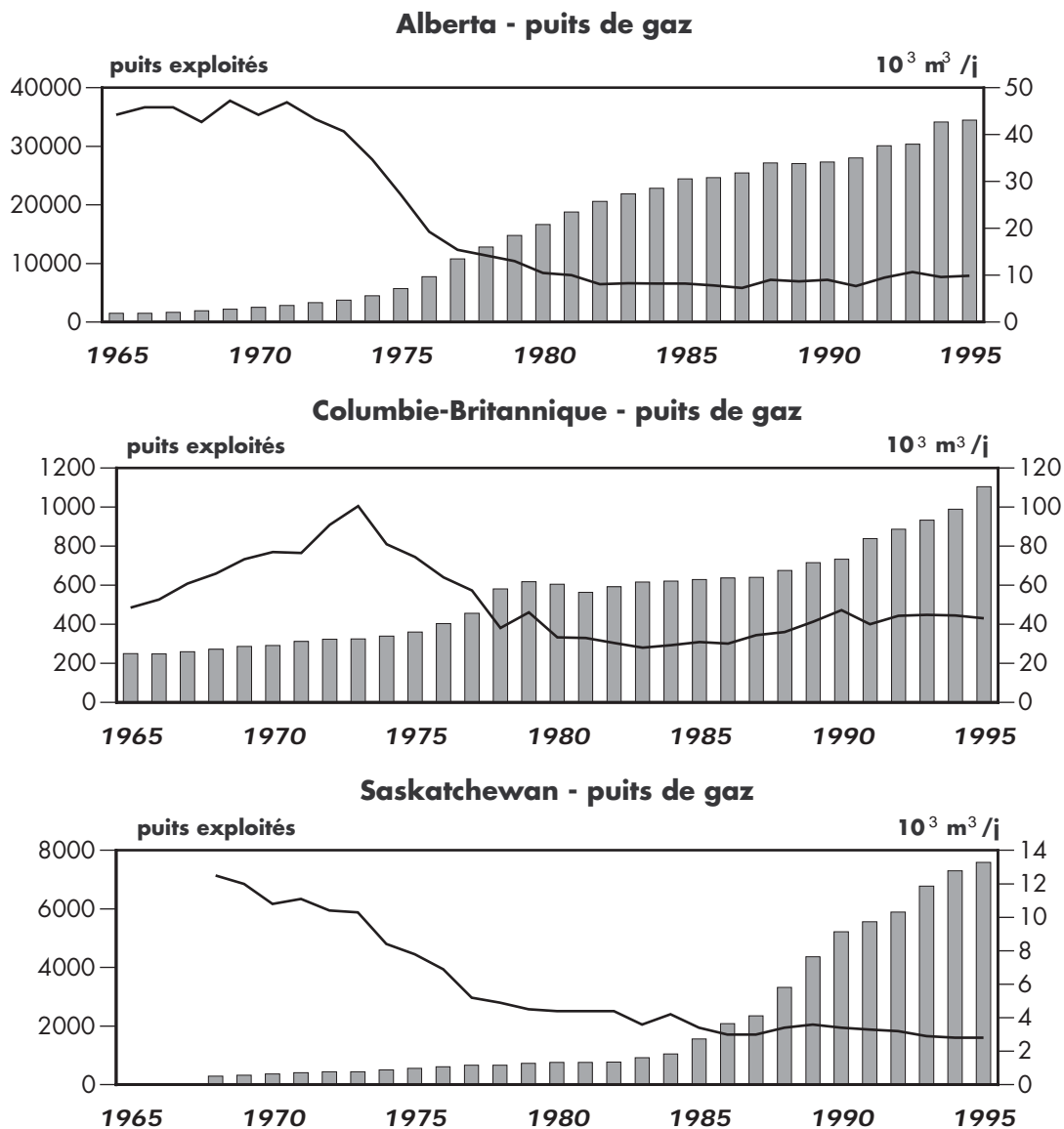


4.2.1 Volume de la production de gaz naturel

La figure 4.3 illustre l'apport des neuf régions désignées par l'ONÉ à la production totale. Au cours du cycle d'activité de 1992 à 1996, les producteurs ont intensifié la production dans trois grandes régions – le centre, l'est et le nord-ouest de l'Alberta, qui, ensemble, ont représenté plus de 50 % de l'approvisionnement du BSOC. Dans le sud-est de l'Alberta, le bassin profond des contreforts et les plaines de la C.-B., la croissance a été plus modérée. Il est à noter que la région aux formations de gaz peu profondes de l'Alberta, qui compte environ 60 % des puits de production de gaz en Alberta, a vu sa part de la production tomber à 10 % environ. Le centre de l'Alberta, dont la part de production totale de gaz est la plus importante (29 % en 1995), a vu sa contribution diminuer très légèrement depuis 1990. C'est dans le nord-ouest de l'Alberta, dont la part de la production a grimpé de 6 % en 1990 à environ 10 % en 1995, que l'on relève le gain proportionnel le plus notable d'une année à l'autre.

FIGURE 4.4

Puits de gaz en exploitation et taux de production moyens dans l'Ouest canadien



4.2.2 Puits en exploitation et taux de production des puits, par province

Pour situer dans son contexte l'analyse de l'effet de la réponse des producteurs sur les taux de production au cours de la période considérée, il est utile d'examiner la perspective chronologique du nombre de puits en exploitation et de la productivité moyenne des puits. Si l'on fait le bilan des 15 dernières années, le nombre de puits productifs a doublé en C.-B. et en Alberta, et décuplé en Saskatchewan (figure 4.4). De 1992 à 1996, le nombre de puits exploités a augmenté de 25, 15 et 29 % en C.-B., Alberta et Saskatchewan, respectivement. À la fin de 1995, environ 42 600 puits de gaz étaient en exploitation dans le BSOC, comparativement à 34 000 à la fin de 1991.

Les taux moyens de production des puits de gaz qui sont illustrés représentent la moyenne des taux de production par jour civil qui se rapportent aux puits de tous âges (figure 4.4). En général, l'effet de la diminution des taux de production des puits anciens est compensé par l'ajout des nouveaux puits. En ce qui concerne les différentes provinces, on note une variation considérable dans les taux moyens de production des puits. En C.-B., le taux moyen au cours de la période étudiée est demeuré relativement constant, soit environ 45 000 m³ (1,6 10⁶pi³) par jour. Cela représente une augmentation de 50 % par rapport aux niveaux de 1985, et celle-ci est attribuable à l'effet d'une augmentation de la demande générale de gaz de la C.-B., ainsi qu'à l'effet des puits de la zone de Monkman, d'une capacité supérieure, mise en valeur après 1988. En Alberta, les taux ont augmenté de 9 000 m³ (0,3 10⁶pi³) par jour à un niveau de 11 000 m³ (0,4 10⁶ pi³) par jour, ce qui équivaut à une augmentation de 32 % par rapport à la période de 1992 et 1993. Ces chiffres reflètent les taux d'extraction supérieurs qui ont été mis en œuvre afin de répondre à la demande rapidement croissante de gaz au cours de cette période. Par la suite, les taux moyens des puits ont légèrement diminué, surtout à cause de l'importance accrue accordée au développement de l'approvisionnement en gaz dans la région aux formations de gaz peu profondes du sud-est de l'Alberta, où la productivité des puits est généralement inférieure. Pour ce qui est de la Saskatchewan, le taux moyen a diminué de 20 % de 1992 à 1993 en raison d'une intensification des travaux de mise en valeur dans la région de Hatton et des zones adjacentes dans le sud-ouest de la Saskatchewan. Les taux se sont alors stabilisés à environ 3 000 m³ (0,1 10⁶pi³) par jour.

4.2.3 Taux de diminution de la production

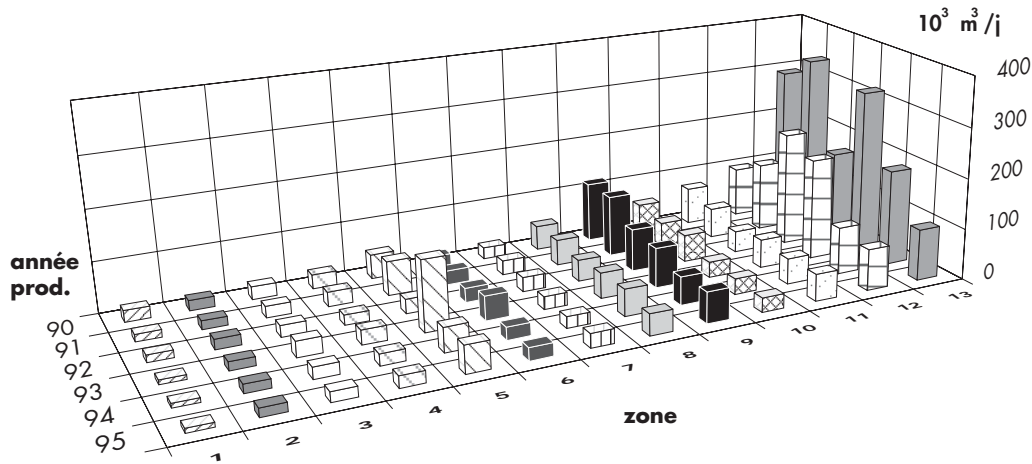
La capacité de production d'un puits de gaz dépend principalement de la nature et des antécédents de production du gisement, ainsi que des caractéristiques de l'achèvement du puits et des installations sur place. Les tendances relevées sur le plan des taux de production et des taux de diminution de la production donnent donc une certaine indication des mesures prises par les producteurs pour optimiser le rythme de production en vue de répondre aux occasions qu'offre le marché. De plus, elles donnent une indication de la qualité et de la capacité des gisements.

Les taux initiaux de production des puits en voie de raccordement aux fins de production ont été examinés afin de déterminer le degré d'activité requis pour soutenir les niveaux de production actuels. La figure 4.5 présente les taux initiaux de production moyens pour chacune des 13 zones de l'Alberta. Entre 1992 et 1995, c'est une tendance à une capacité initiale inférieure qui ressort pour la plupart des zones, et le taux moyen de production la première année diminue de 10 %. Cette tendance est attribuable au fait qu'un grand nombre des puits sont forés dans des gisements déjà en production, et qu'à la longue, les pressions sont de plus en plus faibles. Dans une certaine mesure aussi, les gisements nouvellement découverts sont d'une qualité inférieure à ceux découverts il y a dix ans.

De façon caractéristique, un puits de gaz situé dans le BSOC verra sa productivité diminuer durant les 12 à 18 premiers mois de production. La majorité des puits de gaz du BSOC se situent dans la phase de déclin de leur vie productive et, de ce fait, les producteurs sont contraints d'ajouter d'autres puits pour maintenir la productivité. C'est donc dire que le rythme de diminution de la productivité des puits est un facteur qui a son importance lorsque l'on considère le niveau d'activité qu'il faut soutenir pour répondre à la demande future de gaz.

FIGURE 4.5

Taux moyen de production la première année en Alberta

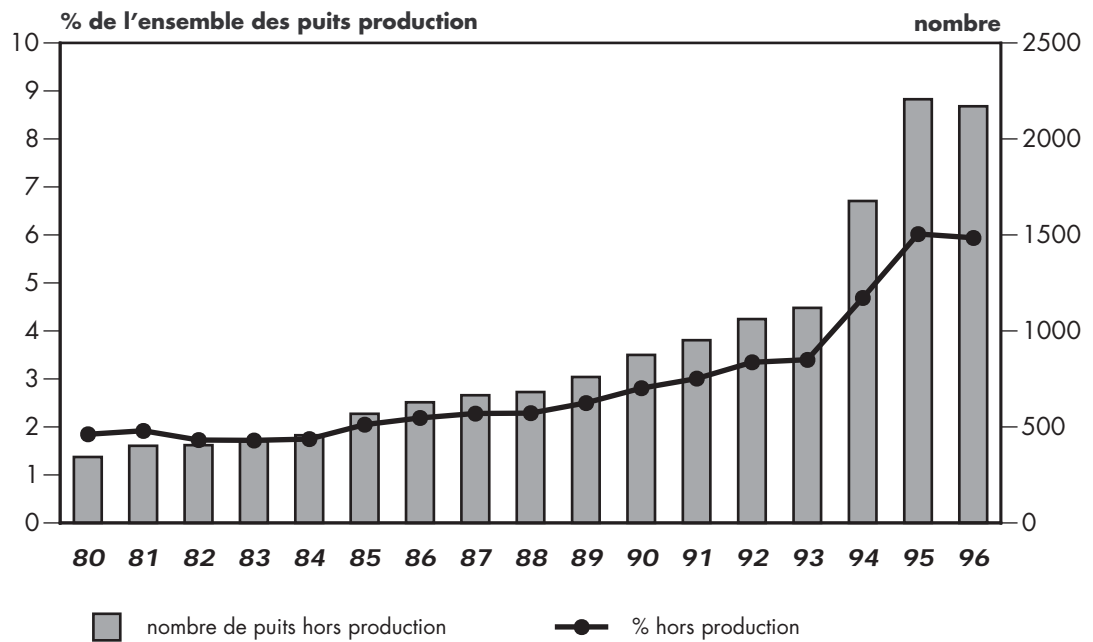


Le rythme auquel les puits s'épuisent et sont retirés de la production constitue aussi un aspect important de la diminution globale de la production des puits actuellement en exploitation. Cet aspect revêtira à la longue de plus en plus d'importance, car l'augmentation du nombre total des puits en exploitation s'accompagne aussi d'une augmentation du nombre de puits qui s'épuisent complètement et sont retirés de la production (figure 4.6). En outre, vu les taux d'extraction actuellement supérieurs, la durée productive moyenne des puits diminue, ce qui se répercute aussi sur la diminution générale.

Afin d'illustrer ces observations au sujet de l'Alberta, la figure 4.7 présente l'apport annuel des puits à la production totale de gaz. Par suite de la diminution progressive du taux de production du stock de puits en exploitation à n'importe quel moment, conjuguée à la croissance de la demande, les producteurs ont été contraints d'accélérer chaque année la production pour maintenir l'approvisionnement. Pour ce faire, ils obtiennent un approvisionnement additionnel en forant des puits de développement dans des gisements nouvellement raccordés ainsi que dans d'anciens gisements; et, dans une moindre mesure, des puits auparavant non raccordés sont mis en production. Pour illustrer la dépendance actuelle à l'égard des nouveaux puits de production, il est à noter qu'à la fin de 1995, environ 36 % de la production provenait de puits raccordés en 1993, 1994 et 1995 (figure 4.7). La figure 4.7 illustre aussi la tendance à des taux de diminution sans cesse croissants à mesure que l'on avance dans le temps.

FIGURE 4.6

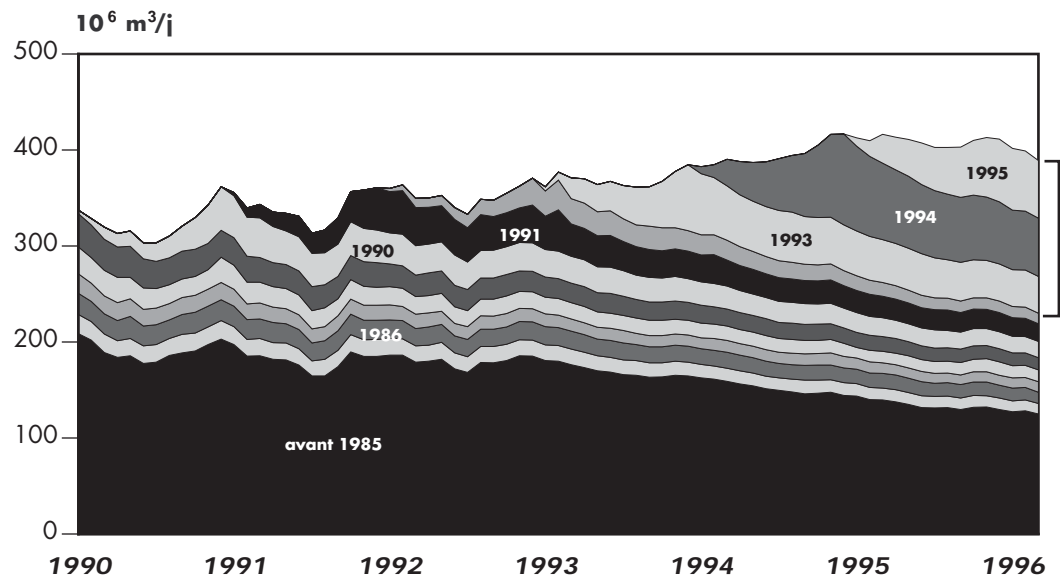
Puits de gaz de l'Alberta - Pourcentage annuel des puits ayant cessé de produire et nombre de puits productifs



Note : Les données pour 1996 portent sur une partie de l'année seulement

FIGURE 4.7

Production de gaz brut en Alberta par année d'entrée en production



Le tableau 4.1 présente les résultats d'une analyse plus poussée des données relatives à la diminution de la production qui ont servi à établir la figure 4.7. Les taux de diminution sont fondés sur une comparaison des tracés de production cumulative et du taux quotidien d'activité qui s'applique à tous les puits entrant en production dans une année donnée. L'annexe III présente un exemple d'un tel tracé pour l'année 1990. En ce qui concerne les puits groupés de cette façon, c'est-à-dire selon l'année d'entrée en production, ce n'est habituellement pas avant la deuxième année que ressort une tendance quelconque à une diminution des taux. Par conséquent, les valeurs relatives à 1994 et 1995 sont des estimations fondées sur de premières indications de la tendance à une baisse. La baisse de chaque groupe illustrée au tableau 4.1 a été pondérée par la part revenant à chaque groupe de la production totale de gaz en 1995 (exclusion faite du gaz en solution). D'après ces calculs, le taux de baisse moyen général, pour ce qui est de la production de gaz naturel en Alberta à la fin de 1995, est de 18,1 %.

T A B L E A U 4 . 1

Estimation de la baisse générale de la production en Alberta

année de mise en production	% déclin	% de production décembre 1995	déclin (%) pondéré production
avant 1985	8,5	30	2,6
1985	9,5	3	0,3
1986	10,5	4	0,4
1987	13,5	3	0,3
1988	16,0	3	0,5
1989	19,0	4	0,7
1990	19,2	5	1,0
1991	20,8	5	1,0
1992	32,2	3	1,0
1993	24,3	11	2,7
1994	25,0*	18	4,6
1995	25,0*	12	3,0
toutes les années		100	18,1

* chiffres estimatifs

ADDITIONS AUX RÉSERVES ET CAPACITÉ DE PRODUCTION

Le présent chapitre expose les résultats d'une analyse de l'effet du forage des puits de gaz sur les additions aux réserves et la capacité de production au cours de la période étudiée. Les récents travaux de forage d'exploration et de développement des producteurs ont mené à une augmentation marquée des réserves de gaz et de la capacité de production du BSOC.

Ainsi qu'il a été noté plus tôt, l'industrie a foré de nombreux puits au cours de la période étudiée. Il serait intéressant de disposer d'une estimation opportune de l'effet global des travaux de forage sur le remplacement des réserves et l'approvisionnement, ainsi que de déterminer la distribution de cet effet sur le plan régional et géologique. Toutefois, étant donné que les estimations de ce genre ne sont pas faciles à obtenir, l'Office a mis au point une série de méthodes – de modèles – pour obtenir une première estimation des additions aux réserves ainsi que de la capacité de production. Ces méthodes permettent d'estimer les réserves découvertes et la capacité productive ajoutée par puits de gaz fructueux, et elles reposent sur des analyses statistiques de données relatives au forage de puits de gaz, aux réserves et au taux de production. Il est possible de calculer ces estimations à quelque moment que ce soit, en se fondant sur les données les plus récentes en matière d'achèvements de puits. Ces méthodes ne visent pas à remplacer des méthodes analytiques plus rigoureuses de calcul des réserves et de la capacité de production, mais plutôt à évaluer rapidement l'effet de forages récents. Les annexes II et III décrivent de manière plus détaillée ces méthodes, et analysent également la distribution, sur le plan régional et géologique, des résultats obtenus. Cette distribution a été analysée car il existe d'importantes différences dans les réserves et les caractéristiques de productibilité entre les diverses régions et zones géologiques.

5.1 Additions aux réserves

Il faut habituellement de deux à trois ans après le moment de la découverte pour que tous les gisements trouvés dans une année de découverte particulière soient signalés intégralement dans les bases de données publiques sur les réserves de gaz. Ce décalage est attribuable au fait que, pour nombre de nouveaux gisements découverts, les affectations des réserves demeurent confidentielles pendant un an. Un autre facteur est le temps dont ont besoin les organismes de réglementation pour évaluer le millier (à peu près) de gisements de gaz qui sont découverts en moyenne chaque année.

Nombre de gisements de gaz

T A B L E A U 5 . 1

Nombres de gisements de gaz non associé en Alberta, 1985 à 1994

année de découverte	année de la base de données					
	1989	1990	1991	1992	1993	1994
1985	681	700	715	731	742	727
1986	536	550	571	586	585	578
1987	565	581	606	624	632	618
1988	782	876	893	899	896	884
1989	142	727	743	749	747	746
1990		62	951	1031	1043	1021
1991			42	769	759	768
1992				37	491	508
1993					73	863
1994						137
1995						

Le tableau qui précède présente une analyse du nombre de gisements de gaz, selon l'année de déclaration et l'année de découverte. Il est à noter que la base de données relatives à 1989 n'a signalé que 142 gisements de gaz découverts en 1989, tandis que pour 1991, elle indique 743 gisements de gaz en 1989.

Les estimations découlant de la méthode statistique d'estimation des réserves de l'Office sont fondées sur le relevé des réserves découvertes entre 1980 et 1994¹³, et certaines sont ramenées à l'année de leur découverte. Il est à noter aussi que les estimations que procure cette méthode se rapportent aux nouvelles découvertes seulement et ne peuvent être comparées directement aux additions annuelles aux réserves que déclarent les organismes provinciaux. Dans leurs comptes rendus sur les réserves, les organismes provinciaux incluent les révisions apportées aux estimations des réserves existantes qui résultent d'une réévaluation ainsi que de travaux de forage de développement.

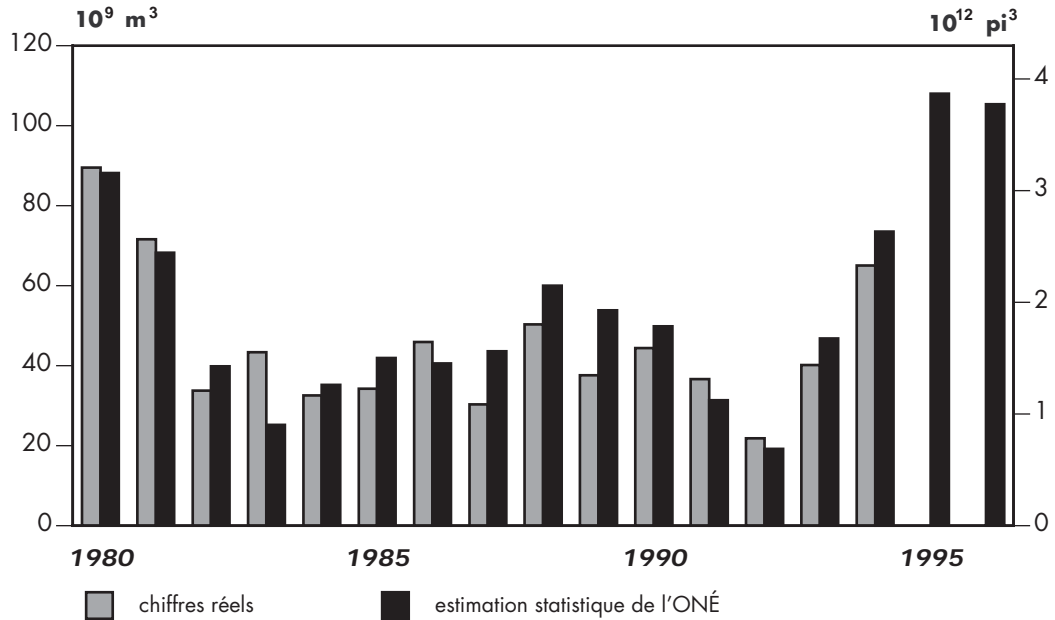
Les résultats découlant de ce modèle donnent lieu à des additions aux réserves de 73,5, 108, et 105,3 milliards de m³ (2,6, 3,8 et 3,7 10¹²pi³) pour 1994, 1995 et 1996, respectivement. Il est intéressant aussi de constater que les estimations des additions aux réserves qui s'appliquent à 1995 et 1996 excèdent de beaucoup les valeurs relatives à 1994, même si, dans ces années-là, le rythme des travaux de forage d'exploration et de développement en Alberta était inférieur à celui relevé en 1994 (figure 3.5). Ce paradoxe apparent s'explique peut-être par le fait que les producteurs ont orienté leurs efforts vers des objectifs situés dans des formations plus anciennes et plus profondes qui, de façon générale, présentent une possibilité de découvertes de plus grande taille. Cette explication est étayée par les figures 3.8 et 3.9, lesquelles montrent que le nombre de puits d'exploration et de développement forés dans des horizons profonds a doublé en 1995, par rapport à 1994.

¹³ À ce jour, cette analyse n'a été faite que pour les données relatives à l'Alberta, et elle reflète les données relatives aux réserves à la fin de 1995, qui sont publiées dans la série statistique n° 96-18 de l'AEUB, *Reserves of crude oil, oil sands, gas, natural gas liquids and sulphur*.

Comparaison des chiffres estimatifs et des chiffres réels

FIGURE 5.1

Réserves de gaz non associé en Alberta - estimation statistique de l'ONÉ et chiffres réels



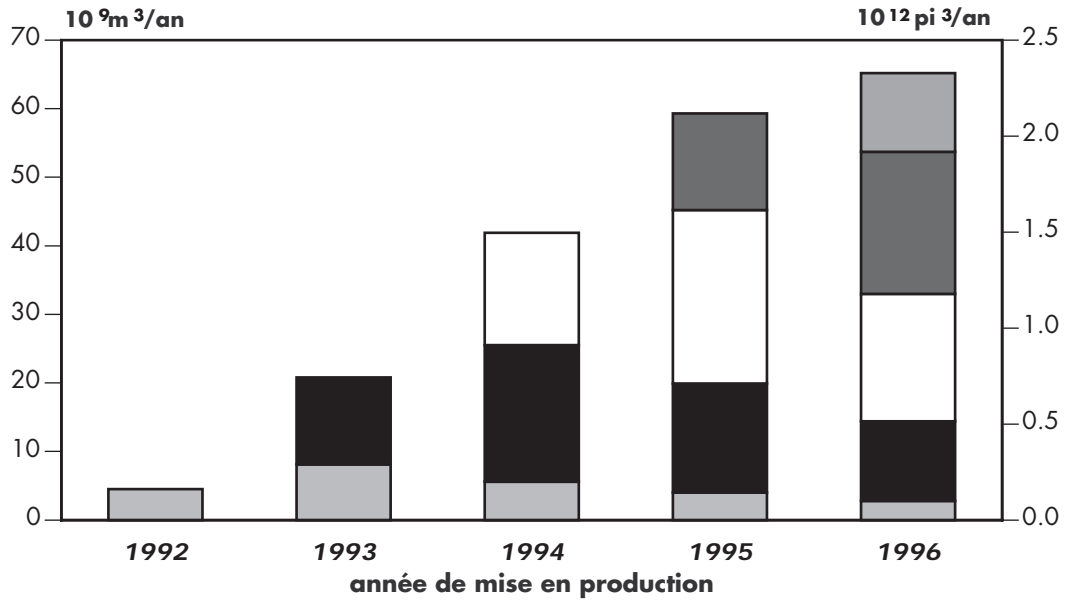
Note : les chiffres "réels" des réserves signalées pour 1995 et 1996 ne sont pas disponibles.

Une comparaison est faite entre le nombre de découvertes calculées au moyen de la méthode d'estimation d'ONÉ et le nombre réel de réserves découvertes chaque année au cours de la période de 1980 à 1996 (figure 5.1). Une comparaison d'année en année des valeurs relatives aux réserves, indiquée par cette méthode, avec les réserves réelles déclarées, indique dans l'ensemble un appariement raisonnablement bon.

Un examen de la distribution, sur le plan régional et géologique, des résultats du modèle corrobore l'observation de cette orientation vers des horizons plus profonds. Par exemple, pour 1993, le modèle donnait à penser que l'on découvrirait 10,1 milliards de m^3 ($0,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$) de réserves dans des zones géologiques situées en deçà du Crétacé; en 1995, ce volume a augmenté à 42,4 milliards de m^3 ($1,5 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$). D'un point de vue régional, le modèle semble indiquer que le centre, suivi du nord-ouest, ont ajouté les nombres les plus importants de réserves découvertes à la suite de forage d'exploration. En ce qui concerne les découvertes découlant de forages de développement, c'est le centre qui prédomine, suivi de l'est et du nord-ouest.

FIGURE 5.2

Estimation de la capacité de production ajoutée par le raccordement de puits de 1992 à 1996, en Alberta

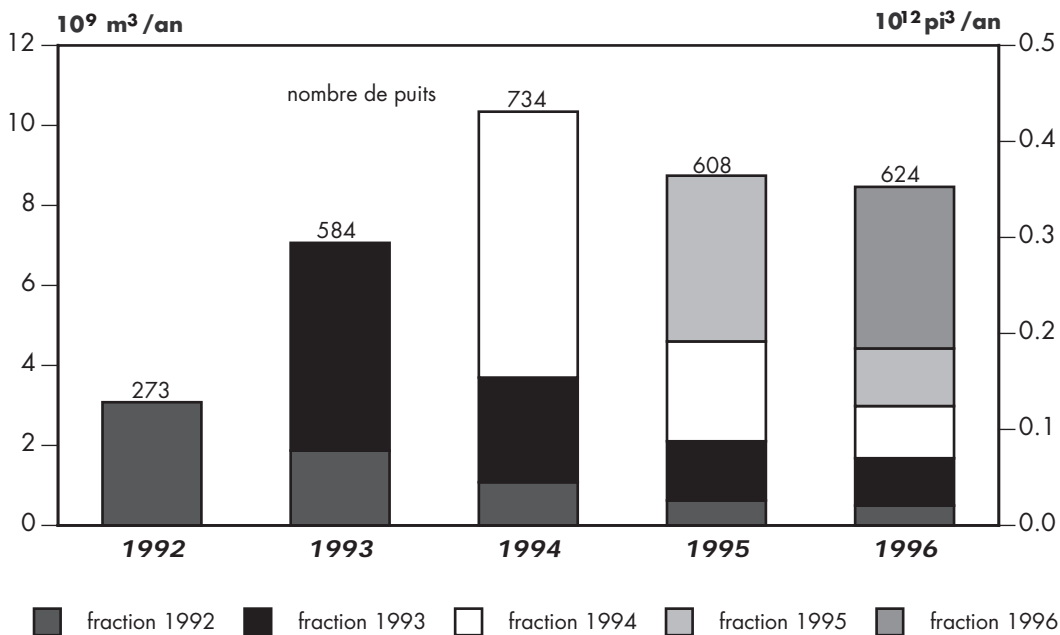


capacité de production: 1992 1993 1994 1995 1996

* Les chiffres fournis pour 1996 sont des estimations basées sur les données pour une partie de l'année seulement.

FIGURE 5.3

Estimation de la capacité de production de puits forés mais non raccordés de 1992 à 1996, en Alberta



fraction 1992 fraction 1993 fraction 1994 fraction 1995 fraction 1996

* Les chiffres fournis pour 1996 sont des estimations basées sur les données pour une partie de l'année seulement.

5.2 Additions à la capacité de production

La capacité de production des puits ajoutés entre les années 1992 et 1996 a joué un rôle important pour ce qui est de définir l'effet de la réponse des producteurs à l'évolution des conditions du marché. La contribution de ce groupe de puits à la capacité de production a beaucoup façonné le tableau d'ensemble de l'approvisionnement.

Afin de mieux comprendre l'effet des travaux récents de forage et de raccordement de puits sur la capacité de production, l'Office a mis au point une méthode d'évaluation statistique. Cette dernière est une méthode basée sur les puits, qui se sert de statistiques sur le rendement initial des puits, les profils du déclin des puits, et les antécédents relatifs aux puits de gaz fructueux entre 1992 et 1996, et elle tient compte aussi de la distribution régionale de ces paramètres. Sont également inclus les puits raccordés au cours de cette période, mais forés avant 1992.

La figure 5.2 illustre la capacité de production cumulative estimative ajoutée, pour l'Alberta, dans chacune des années de la période étudiée, à partir de tous les puits de gaz raccordés et des puits forés au cours de cette période, en plus de ceux forés avant 1992. Il est à noter que, pour un groupe de puits raccordés dans une année quelconque, l'effet sur la capacité atteint un sommet l'année suivante, et diminue ensuite. À la fin de 1996, la contribution de ce groupe de puits à la capacité de production totale équivalait à 65,2 milliards de m³ (2,3 10⁶pi³) par année, ce qui représente environ 39 % de la production actuelle de gaz brut en Alberta. Le pourcentage le plus important de la capacité de production a été ajouté dans la zone 9, suivie de la zone 11 et de la zone 3 (voir l'encadré). L'annexe III présente plus de détails sur la méthode d'estimation de la capacité de production, ainsi que sur les résultats obtenus.

Une certaine partie de la capacité de production des puits forés au cours de la période étudiée excédait la demande. Afin d'estimer l'importance de cet excédent, l'Office a procédé à un calcul basé sur le nombre de puits non raccordés pour chacune des treize zones de l'Alberta. Pour toute année donnée, l'excédent estimatif¹⁴ se compose des puits forés cette année-là qui n'ont pas été raccordés aux fins de production, ainsi que des puits datant d'années antérieures et non raccordés. En multipliant le nombre de puits non raccordés et la productivité initiale moyenne des puits, on obtient une estimation de la capacité de production excédentaire pour des années particulières, pour chaque année de la période étudiée. Il en ressort que la capacité de production excédentaire obtenue au cours de la période étudiée a atteint un sommet de 10,3 milliards de m³ (0,36 10¹²pi³) par année à la fin de 1994. Il est à noter que la figure 5.3 représente une estimation de la capacité de production excédentaire qu'ajoutent les puits forés au cours de la période étudiée, et qu'elle ne représente pas la capacité de production excédentaire totale qui existe au sein du système.

¹⁴ Il est présumé que tout puits non raccordé dans les 12 mois suivant la date d'achèvement du forage est excédentaire.

Ventilation régionale des estimations de la capacité de production

La distribution régionale des résultats d'après les estimations statistiques de la capacité de production des 13 zones désignées par l'ONÉ pour l'Alberta figure au tableau 5.2.

T A B L E A U 5 . 2

Distribution régionale des estimations de la capacité de production

zone	taux de production initial 10 ³ m ³ /j	puits forés avant 1992		puits forés 1992-1996		capacité totale	% du total
		puits	capacité (10 ⁶ m ³ /j)	puits	capacité (10 ⁶ m ³ /j)		
1	8	699	5,8	3297	27	32,8	7,3%
2	18	540	10,7	869	17	27,7	6,1%
3	21	780	18,0	1251	29	47	10,4%
4	21	310	7,2	954	22	29,2	6,5%
5	55	190	11,5	400	24	35,5	7,9%
6	25	459	12,6	938	26	38,6	8,6%
7	25	342	9,4	655	18	27,4	6,1%
8	50	263	14,5	477	26	40,5	9,0%
9	60	263	17,3	611	40	57,3	12,7%
10	30	183	6,0	487	16	22	4,9%
11	55	296	17,9	539	33	50,9	11,3%
12	100	86	9,5	201	22	31,5	7,0%
13	200	19	2,8	36	8	10,8	2,4%
totals		4427	143,2	10713	309	451,2	100%

Les taux initiaux de production des puits qui ont été utilisés sont fondés sur un examen des taux moyens de production la première année qui s'appliquent à tous les puits productifs de chaque zone, par rapport aux puits entrés en production entre 1992 et 1996. Les profils de diminution progressive qui sont associés aux puits raccordés depuis peu, ainsi qu'il est indiqué à la section 4.2.3, donnent à penser que la majorité de ces puits sont exploités à des niveaux d'utilisation élevés.

OBSERVATIONS CLÉS

Au cours de la période allant de 1992 à 1996, les producteurs de gaz naturel du BSOC ont continué à s'adapter à l'évolution rapide et à caractère sans cesse plus compétitif de l'industrie du gaz naturel. Ils ont dû aussi s'adapter aux prix plus volatils et généralement plus bas, et à l'excédent dans la productibilité. Après la déréglementation, au milieu des années 1980, l'excédent de capacité de production par rapport à la demande a progressivement été absorbé. En même temps, la demande intérieure et sur le marché de l'exportation a augmenté, alors que les prix bas du gaz freinaient le rythme de développement d'une capacité de production additionnelle. Dès 1992, la productibilité et la demande au sein du BSOC étaient relativement en équilibre, ce qui mènerait à un cycle de prix et d'activité du milieu de 1992 au milieu de 1995. Voici nos observations clés sur la façon dont les producteurs ont répondu à l'évolution du contexte :

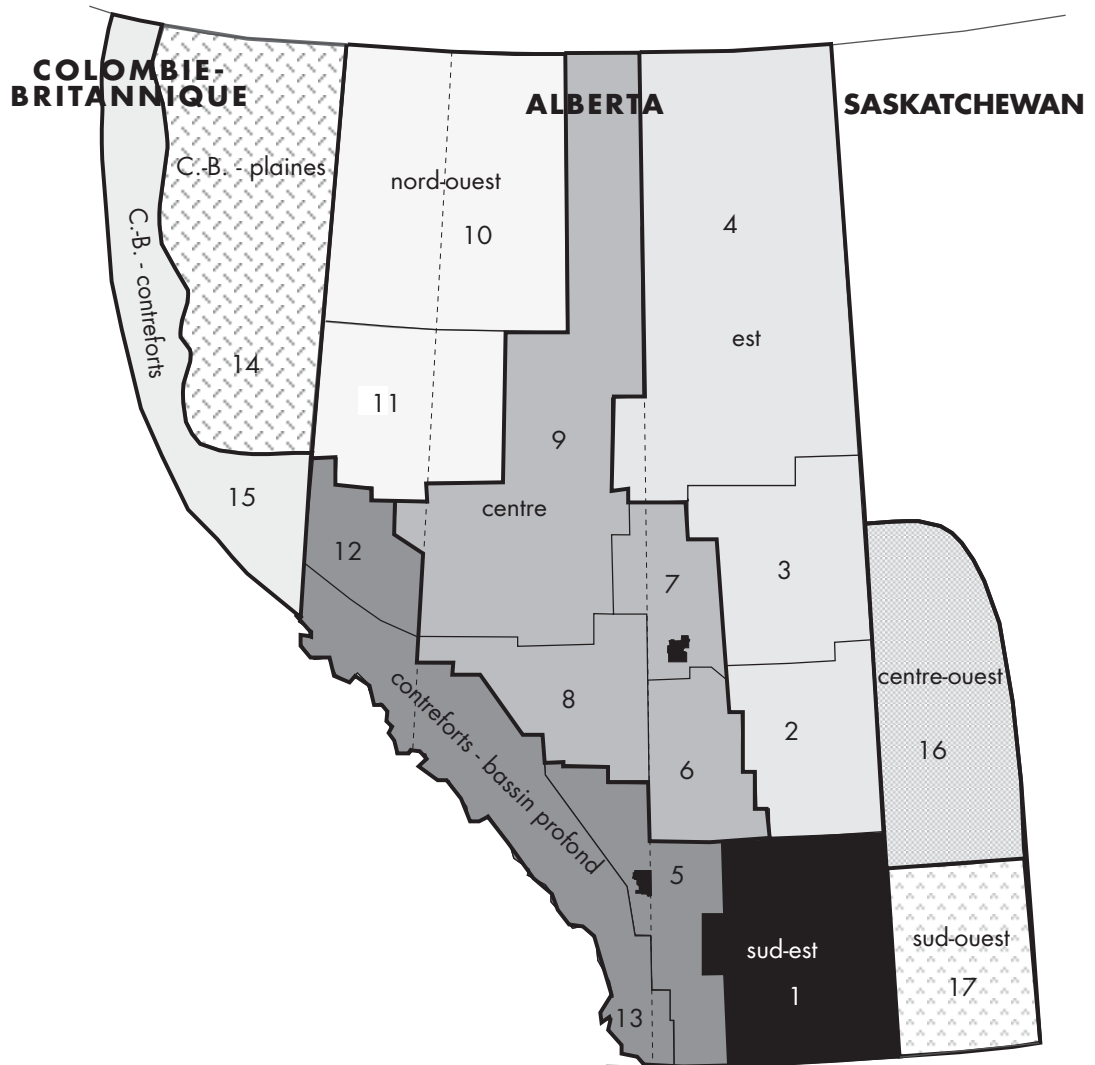
- Face à une concurrence plus intense et à des prix du gaz généralement bas et volatiles, les producteurs ont accru leur efficacité en :
 - diminuant leurs coûts grâce à des restructurations d'entreprises, des compressions de personnel, l'optimisation des actifs immobiliers, la réduction des frais de découverte et de mise en valeur, et l'utilisation poussée des nouvelles technologies;
 - se concentrant surtout sur les besoins à court terme, comme en témoigne la philosophie du «juste-à-temps» qui a caractérisé la gestion des stocks.
- Tous les indicateurs de niveaux d'activité (ventes de terrains, travaux géophysiques, travaux de forage, permis) ont laissé entrevoir que la montée des prix entraînait une réaction positive, et la chute des prix, une réaction négative correspondante, en dépit du décalage entre le signal de prix et la réaction.
- Les caractéristiques intrinsèques de l'approvisionnement semblent avoir changé. Les producteurs doivent composer avec des taux croissants d'épuisement des puits, un déclin de la production et une diminution de la productivité moyenne initiale par puits.
- Après 1994, un niveau d'activité de base plus élevé était évident. En 1995, on a foré 40 % de plus de puits de gaz qu'en 1992, bien que les prix pratiqués durant ces années aient été similaires. Ce niveau de forage plus élevé s'expliquerait surtout en raison des changements dans les caractéristiques intrinsèques de l'approvisionnement, et le besoin correspondant de mettre un nombre toujours plus grand de puits en production. La nécessité de remplacer les réserves et de maintenir les rentrées d'argent sont aussi des considérations.
- Voici les observations clés en ce qui a trait au niveau des travaux de forage :
 - en 1993 et 1994, les travaux de forage étaient axés avant tout sur l'exploitation et se faisaient dans les zones comportant des gisements de gaz peu profonds. Au cours de cette période, quelque 65 % des puits forés étaient des puits de développement; sur ces derniers, 60 % se trouvaient dans des zones de gaz peu profondes;
 - en 1995, le besoin d'accroître la productibilité se faisant moins urgent, les travaux de forage ont ralenti et on s'est concentré davantage sur le forage d'exploration et de développement dans les horizons plus profonds.

-
- On met davantage l'accent sur le forage et le raccordement de nouveaux puits, plutôt que sur l'exploitation des puits plus anciens. Du point de vue des gisements, la tendance est de moins se fier aux puits plus anciens. En 1995, seulement 38 % des nouveaux raccordements de puits touchaient des gisements de plus de 20 ans, par rapport à 61 % en 1985.
 - Le taux de déclin pour l'ensemble des puits de gaz producteurs de l'Alberta augmente à chaque année; il se situait à 18,1 % en 1995. Cette tendance se maintiendra probablement, au moins durant les deux ou trois prochaines années. Il s'ensuit que, pour compenser ce déclin et faire face à une augmentation éventuelle de la demande, il faudra raccorder un volume toujours croissant de capacité additionnelle, surtout grâce à de nouveaux puits. Selon les estimations, on devra forer et raccorder annuellement quelque 3 500 à 4000 puits dans le BSOC, en 1997 et 1998. On note que l'effort de forage en 1995 et 1996 a porté davantage sur les régions et les zones où les puits sont plus productifs, mais il sera nécessaire de s'appuyer nettement plus sur ces régions et zones géologiques pour réduire de façon notable le niveau de forage requis à court terme.

Additions aux réserves	Accroissement des réserves établies en raison de la découverte de nouveaux gisements ou de la valorisation des réserves des gisements établis.
Capacité de production	Taux estimatif de production du gaz naturel à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation, sans égard à la demande, en tenant compte des caractéristiques du gisement, des facteurs économiques, des limites en matière de réglementation, de la faisabilité des forages intercalaires ou d'installations additionnelles de production, de l'existence d'installations de traitement et de collecte et des pertes éventuelles attribuables aux pannes et aux révisions des installations.
Clause de prise obligatoire	Disposition contractuelle en vertu de laquelle un acheteur consent à payer pour un volume spécifié de gaz naturel au cours d'une période, qu'il en prenne livraison ou non (se nomme aussi clause de prise ferme).
Gaz associé	Gaz naturel, communément appelé gaz de chapeau, qui est au-dessus et en contact avec le pétrole brut d'un gisement.
Gaz en solution	Gaz naturel en solution dans le pétrole brut dans un gisement, aux conditions originales du gisement, et qui est habituellement extrait en même temps que le pétrole.
Gaz non associé	Gaz naturel qui n'est pas en contact avec le pétrole brut d'un gisement.
Gisement	Formation rocheuse souterraine poreuse et perméable représentant un dépôt naturel de pétrole brut, de gaz naturel et de substances connexes, qui est limité par des roches imperméables ou des volumes d'eau. Le gisement est unique et distinct des autres gisements.
Gisement de stockage	Stockage de gaz naturel dans un gisement épuisé qui contenait auparavant des hydrocarbures natifs; le gisement est aménagé à l'aide d'installations nouvelles ou transformées comprenant des puits, des pipelines et des dispositifs de compression pour injecter et extraire le gaz naturel.
Libre-accès	Principe à la base de la prestation des services de transport par les pipelines interprovinciaux, interétatiques et intraprovinciaux. La compagnie pipelinière doit fournir un service sans distinction à tous ceux qui le demandent, à des taux réglementés.
Prix à la tête du puits	Prix utilisé pour préciser un prix de référence ou le point de livraison du gaz naturel. Généralement considéré comme le prix que reçoit un producteur pour son gaz, net des frais de collecte et de traitement.
Prix lié aux rentrées nettes	Prix que reçoit un producteur pour la vente d'une unité de gaz à un marché ultime, net des frais connexes (ordinairement les frais de transport et de commercialisation).

Productibilité	Quantité de gaz naturel qu'un puits, un gisement, un pipeline ou un réseau de distribution peut fournir pendant une période donnée. Il s'agit également du débit réel d'un gisement de stockage. Voir «Capacité de production».
Prospection sismique en 3D	Collecte de données sismiques, basée sur des ondes artificielles; les données sont enrichies par ordinateur en vue d'afficher, en trois dimensions, les formations géologiques (aussi appelée étude sismique tridimensionnelle).
Ratio réserves/production	Réserves restantes divisées par la production annuelle.
Réserves établies	Réserves récupérables à l'aide de techniques courantes et dans les conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence est prouvée de façon précise par des forages, des essais ou par l'exploitation, et réserves récupérables contiguës dont l'existence est établie de façon raisonnablement certaine à partir de l'interprétation et de l'évaluation des données géologiques, géophysiques et autres informations pertinentes.
Réserves initiales	Réserves établies avant déduction de toute production.
Réserves restantes	Réserves initiales établies, moins la production cumulative au moment où l'estimation est faite.
Sortie du gisement	Point où le gaz tiré d'un champ producteur est livré, après avoir été traité, à un gazoduc (par ex., NATL). Il sert souvent de point de référence de prix.
Taux d'extraction	Taux initial auquel le gaz est produit par une entité (puits, gisement, champ ou région). On l'exprime habituellement sous forme de rapport. Par exemple, un taux d'extraction de 1:7000 signifie qu'une unité de production – sur une base quotidienne – est obtenue à partir de 7000 unités de réserves de l'entité en question.
Transactions électroniques	Achats et ventes de gaz naturel qui se négocient par voie électronique. Le gaz est vendu et acheté de façon anonyme, avec affichage des prix.
Vente directe	Contrat d'achat de gaz négocié directement par un utilisateur ultime avec un producteur, un courtier ou un commercialisateur.

FIGURE A1-1



ZONES STRATIGRAPHIQUES UTILISÉES DANS LE RAPPORT

ZONE	HORIZON/ÂGE
A (MH,MR)	Milk River, Medicine Hat
B (CRÉT S)	Crétacé supérieur
C (VIK, BI)	Viking, Bow Island
D (CRÉT I)	Crétacé inférieur
E (JR-PENN)	Jurassique, Triasique, Permo-Penn.
F (MISS)	Mississippien
G (DÉV)	Dévonien

Zones de l'Alberta

ZONE 1 Zone de Medicine Hat du sud-est de l'Alberta

La zone, au potentiel de gaz élevé, est dominée par les gisements de gaz de faible profondeur des formations de grès de Milk River, 2WS et de Medicine Hat du Crétacé supérieur.

ZONE 2 Zone de Provost du sud-est de l'Alberta

Le gaz de cette zone se trouve dans les gisements des formations de Viking (24 %) et de Mannville (69 %), relativement peu profonds, surtout dans des grès de chenail.

ZONE 3 Zone de Lloydminster du centre-est de l'Alberta

Les gisements de gaz de la zone sont avant tout des grès (86 % du gaz commercialisable initial) du Crétacé inférieur. Le reste du gaz se trouve dans des roches carbonatées du Dévonien associées au sous-affleurement dévonien.

ZONE 4 Zone de Liege du nord-est de l'Alberta

Des accumulations de gaz se trouvent surtout dans des grès du Crétacé et dans des roches carbonatées du Dévonien associés au biseau d'aggradation crétacé du sous-affleurement dévonien.

ZONE 5 Zone de Calgary du sud-ouest de l'Alberta

Cette zone est située dans la partie la plus profonde du bassin, face aux contreforts des Rocheuses. Le gaz se trouve surtout dans des gisements carbonatés du Mississippien (34 %) et du Dévonien (33 %).

ZONE 6 Zone de Red Deer du centre de l'Alberta

Région du centre de l'Alberta le long de l'axe du récif du Dévonien. De grosses accumulations de gaz se trouvent dans des roches carbonatées du Dévonien et du Mississippien et des grès du Crétacé inférieur.

ZONE 7 Zone d'Edmonton du centre de l'Alberta

Zone du centre-est de l'Alberta centrée sur Edmonton. Les principales accumulations de gaz se trouvent dans des gisements de la formation de Viking et d'autres gisements du Crétacé inférieur (77 %) et des roches carbonatées du Dévonien; une grande partie du gaz est sous forme de gaz associé.

ZONE 8 Zone de Pembina du centre-ouest de l'Alberta

La zone est dominée par le champ de Pembina. Les principales accumulations de gaz se trouvent dans des roches carbonatées de bordure de plate-forme continentale du Mississippien et dans des récifs du Dévonien. D'autres gisements comprennent les grès des formations de Belly River et de Cardium du Crétacé supérieur et d'autres grès du Crétacé inférieur.

ZONE 9 Zone de Kaybob du centre-ouest de l'Alberta

Les principales accumulations de gaz de cette zone sont des roches carbonatées du Dévonien (50 %) et des grès du Trias, du Jurassique et du Crétacé.

ZONE 10 Zone de Rainbow du nord-ouest de l'Alberta

Le gaz se trouve dans des roches carbonatées de plate-forme du Dévonien et dans nombre de petits gisements recouvrant les pinacles de la formation de Keg River. La zone est dominée par les accumulations de gaz de la formation de Bluesky, relativement peu profondes, du Crétacé inférieur.

ZONE 11 Arche de Peace River du centre-ouest de l'Alberta

La zone couvre l'arche de Peace River de l'Alberta. Les zones d'intérêt sont stratigraphiques et structurales, liées au morcellement du socle par des failles dans l'arche de Peace River.

ZONE 12 Zone d'Elmworth du bassin profond de l'ouest de l'Alberta

Les accumulations de gaz se trouvent principalement dans des grès à faible perméabilité du bassin profond du Crétacé inférieur.

ZONE 13 Contreforts des Rocheuses dans l'ouest de l'Alberta

La zone comprend la ceinture de plissement et de chevauchement d'avant-pays de l'Alberta. Les accumulations de gaz se trouvent principalement dans des structures affectées par des chevauchements du Mississippien et du Dévonien.

Zones de la Colombie-Britannique

Plaines de la Colombie-Britannique

La zone couvre les plaines du nord-est de la Colombie-Britannique; son potentiel en gaz est en général élevé. Les zones d'intérêt, qui sont stratigraphiques et structurales, vont du Dévonien au Crétacé.

Contreforts des Rocheuses en Colombie-Britannique

La zone comprend la ceinture des contreforts du nord-est de la Colombie-Britannique, caractérisée par de faibles plissements et des structures morcelées par des failles de chevauchement. Les principales zones d'intérêt sont du Trias et du Mississippien, et parfois du Crétacé. La zone est essentiellement constituée de gaz.

Zones de la Saskatchewan

Zone du centre-ouest de la Saskatchewan

La zone couvre le centre-ouest de la Saskatchewan; elle est centrée sur Lloydminster. Elle est riche en pétrole. Les zones d'intérêt, qui sont relativement peu profondes, sont surtout du Crétacé.

Zone du sud-ouest de la Saskatchewan

La zone comprend des gisements de pétrole du Jurassique et des gisements de gaz du Crétacé. Elle est dominée par le vaste gisement de gaz Hatton. Le gaz est peu profond, et les puits sont en général peu productifs.

ESTIMATION STATISTIQUE DES ADDITIONS AUX RÉSERVES ATTRIBUABLES AUX NOUVELLES DÉCOUVERTES

Un diagramme décrivant la méthode utilisée pour l'estimation statistique des réserves de gaz non associé se trouve à la figure A2-1.

Un examen des réserves de gaz découvertes de 1980 à 1994 a été mené à l'aide des estimations¹ des réserves à la fin de 1995, comme première étape pour décèler un rapport entre les réserves découvertes et l'effort de forage durant cette période. Les réserves sont ventilées entre les treize zones de gaz de l'Alberta définies par l'ONÉ et les sept zones géologiques définies par l'ONÉ, ou 91 «unités» individuelles, basées sur l'emplacement et la date² d'achèvement de forage des puits de découverte, et d'après le code de formation et les chiffres des réserves, tels qu'assignés par l'AEUB.

Une analyse des puits d'exploration et de développement fructueux, forés de 1980 à 1994, a été menée pour calculer le nombre de puits pénétrant chaque unité. Pour chaque puits fructueux foré durant cette période, qu'il soit d'exploration ou de développement, on a calculé les unités qui ont été pénétrées par ce puits. Par exemple, un puits foré dans la partie la plus profonde des sept zones géologiques de l'ONÉ, soit le Dévonien, serait considéré comme pénétrant chacune des sept zones (événement de pénétration). La profondeur de pénétration est calculée à l'aide de la profondeur totale (PT) atteinte par le puits, et la zone assignée est la zone de l'ONÉ qui se trouve à cette PT.³ On calcule ensuite le nombre de puits de découverte aux fins de développement, par événement de pénétration de puits de développement, et le nombre de puits de découverte à des fins d'exploration, par événement de pénétration à des fins d'exploration, pour chaque unité individuelle. Ayant ainsi calculé les réserves de gaz par puits de découverte et le ratio historique des puits de découverte sur les puits forés fructueux, on peut prédire combien de réserves se trouveraient dans chaque unité compte tenu du forage d'un nombre donné de puits d'exploration et de développement fructueux. Cela implique que, dans chaque unité, un nombre donné de puits forés amènera à la découverte d'un nombre donné de gisements de gaz et un volume correspondant de réserves de gaz, dans le même ratio qui existe en moyenne pour la période allant de 1980 à 1994.

Pour pouvoir prédire les réserves de gaz trouvées par forage au cours d'une année donnée, les puits d'exploration et de développement fructueux forés durant l'année sont répartis de la manière décrite ci-dessus; on obtient ainsi une estimation du nombre de puits de découverte forés dans chaque unité. Pour chaque unité, le nombre de puits de découverte est multiplié par les réserves assignées par puits de découverte pour cette unité afin d'obtenir une estimation des réserves. La somme des réserves pour

¹ Énumérés dans le document de l'AEUB intitulé Statistical Series 96-18, Alberta's Reserves of crude oil, oil sands, gas, natural gas liquids and sulphur.

² Dans nombre de cas, la date d'autorisation de la plate-forme n'était pas disponible.

³ On a vérifié le rapport entre la zone géologique de l'ONÉ assignée d'après la PT du puits et la zone productrice la plus profonde; on a constaté qu'à peu d'exceptions près, le puits produisait à partir de la zone de l'ONÉ assignée. En ce qui a trait à la PT, plusieurs puits atteignent la couche précambrienne; ces puits sont réassignés à la zone dévonienne de l'ONÉ.

toutes les unités fournit ensuite une estimation du total des réserves de gaz trouvées grâce aux forages d'exploration et de développement, pour l'année.

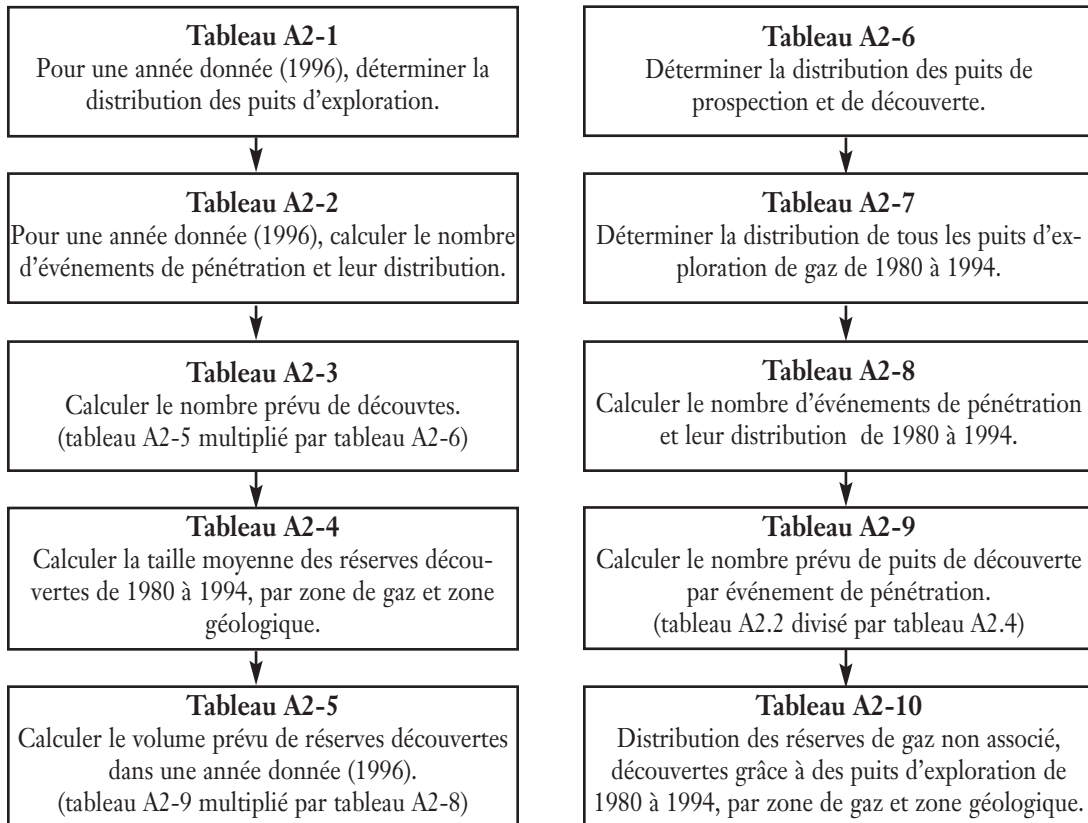
D'après cette méthode, les réserves de gaz non associé trouvées en 1994, 1995 et 1996 sont de l'ordre de 73,5, 108 et 105,3 milliards de m³ (2,6, 3,8 et 3,7 10¹²pi³) respectivement, comme l'indique le tableau A2-11.

Ces estimations sont basées sur les réserves découvertes de 1980 à 1994. En tenant compte de la période de 14 ans étudiée, on a supposé que le calcul de ces réserves est en majeure partie juste. Compte tenu du fait que les facteurs de calcul des réserves font l'objet d'un débat parmi les analystes de l'industrie du gaz, le lecteur pourrait souhaiter appliquer ses propres hypothèses.

FIGURE A2-1

Diagramme du calcul statistique des réserves liées aux nouvelles découvertes - Alberta

Le diagramme ci-dessous aidera le lecteur à suivre la méthode utilisée pour calculer de façon statistique les réserves découvertes grâce au forage de puits d'exploration et de développement récents. Le tableau décrit la méthode employée pour les puits d'exploration de gaz, mais la méthode adoptée pour les puits de développement est identique. Il est à noter que tous les chiffres sont basés sur les distributions à l'intérieur des treize zones de gaz de l'ONÉ et les 7 zones géologiques de l'ONÉ, pour l'Alberta.



T A B L E A U A 2 - 1

Calculer le volume des réserves de gaz non associé découvertes grâce à des puits d'exploration de 1980 à 1994 (milliards de pi³)

zone de gaz/zone géologique	A	B	C	D	E	F	G	Total
1	37,0	47,0	367,8	1217,5	42,9	45,1	89,7	1847,0
2	0,9	31,6	83,2	942,5	0,0	27,4	13,9	1099,5
3	0,2	4,6	50,0	867,9	0,0	0,0	59,0	981,8
4	0,0	0,0	4,9	583,4	0,0	0,0	37,7	626,0
5	4,5	105,1	145,8	410,3	26,5	205,1	739,3	1636,7
6	0,0	262,3	87,8	997,9	0,0	78,7	58,7	1485,4
7	1,2	4,7	32,3	558,3	0,0	0,0	103,6	700,2
8	8,9	278,8	68,0	616,6	314,8	232,3	272,0	1791,4
9	2,6	154,1	43,5	666,0	136,9	39,6	440,7	1483,4
10	0,0	0,0	0,0	77,3	0,0	50,1	386,8	514,2
11	0,0	14,8	0,0	438,8	590,4	486,8	179,6	1710,3
12	0,0	122,1	0,0	773,2	257,3	8,7	58,1	1219,4
13	0,0	32,9	0,0	34,9	39,4	790,2	107,6	1005,1
Total	55,3	1058,2	883,5	8184,6	1408,2	1963,9	2546,6	16100,3

T A B L E A U A 2 - 2

Distribution des puits d'exploration de 1980, à 1994, par zone de gaz et zone géologique

zone de gaz/zone géologique	A	B	C	D	E	F	G	Total
1	22	77	355	612	30	32	52	1180
2	2	43	139	953	0	22	14	1173
3	1	7	141	1110	0	0	30	1289
4	1	0	6	495	0	0	25	527
5	6	43	50	150	8	32	11	300
6	0	201	111	589	0	43	38	982
7	2	6	74	521	0	0	46	649
8	6	129	43	221	89	61	35	584
9	1	36	26	202	43	11	81	400
10	0	0	0	9	0	20	280	309
11	0	16	0	212	195	86	49	558
12	0	40	0	158	52	1	4	255
13	0	4	0	6	3	23	7	43
Total	41	602	945	5238	420	331	672	8249

T A B L E A U A 2 - 3

Distribution de tous les puits d'exploration de gaz, de 1980 à 1994, par zone de gaz et zone géologique

zone de gaz/zone géologique	A	B	C	D	E	F	G	U	Total
1	276	113	454	635	28	114	31	4	1656
2	34	82	240	810	0	47	90	4	1308
3	1	5	123	1097	0	0	198	0	1425
4	1	0	9	535	0	2	122	1	670
5	29	67	89	190	20	64	41	3	503
6	2	325	177	661	0	72	68	6	1313
7	7	9	73	523	0	6	103	1	722
8	0	128	51	312	122	108	51	2	774
9	1	71	30	344	118	57	98	1	721
10	1	0	0	50	15	52	161	0	280
11	4	34	0	227	328	140	47	4	784
12	0	49	0	244	62	2	5	2	364
13	0	6	3	6	4	49	12	2	82
Total	356	889	1249	5634	697	713	1027	30	10602

T A B L E A U A 2 - 4

Distribution des événements de pénétration pour les puits d'exploration, de 1980 à 1994, par zone de gaz et zone géologique

zone de gaz/zone géologique	A	B	C	D	E	F	G	U
1	1656	1380	1267	813	178	150	36	5
2	1308	1274	1192	952	142	142	95	5
3	1425	1424	1419	1296	199	199	19	1
4	670	669	669	660	125	125	123	1
5	503	474	407	318	128	108	44	3
6	1313	1311	986	809	148	148	76	8
7	722	715	706	633	110	110	104	1
8	774	774	646	595	283	161	53	2
9	721	720	649	619	275	157	100	2
10	280	279	279	279	229	214	162	1
11	784	780	746	746	519	191	51	4
12	364	364	315	315	71	9	7	2
13	82	82	76	73	67	63	14	2
Total	10602	10246	9357	8108	2474	1777	1064	37

T A B L E A U A 2 - 5

Distribution du nombre prévu de puits de découverte par événement de pénétration, de 1980 à 1994, par zone de gaz et zone géologique

zone de gaz/zone géologique	A	B	C	D	E	F	G
1	0,0133	0,0558	0,2802	0,7528	0,1685	0,2133	1,4444
2	0,0015	0,0338	0,1166	1,0011	0,0000	0,1549	0,1474
3	0,0007	0,0049	0,0994	0,8565	0,0000	0,0000	0,1508
4	0,0015	0,0000	0,0090	0,7500	0,0000	0,0000	0,2033
5	0,0119	0,0907	0,1229	0,4717	0,0625	0,2963	0,2500
6	0,0000	0,1533	0,1126	0,7281	0,0000	0,2905	0,5000
7	0,0028	0,0084	0,1048	0,8231	0,0000	0,0000	0,4423
8	0,0078	0,1667	0,0666	0,3714	0,3145	0,3789	0,6604
9	0,0014	0,0500	0,0401	0,3263	0,1564	0,0701	0,8100
10	0,0000	0,0000	0,0000	0,0323	0,0000	0,0935	1,7284
11	0,0000	0,0205	0,0000	0,2842	0,3757	0,4503	0,9608
12	0,0000	0,1099	0,0000	0,5016	0,7324	0,1111	0,5714
13	0,0000	0,0488	0,0000	0,0822	0,0448	0,3651	0,5000

T A B L E A U A 2 - 6

Distribution du nombre de puits de gaz fructueux en 1995, par zone de gaz et zone géologique

zone de gaz/zone géologique	A	B	C	D	E	F	G	Total
1	1	12	11	50	6	36	6	121
2	0	8	4	66	0	8	11	98
3	0	0	0	36	0	0	26	62
4	0	0	0	35	0	0	41	76
5	4	5	11	16	6	19	9	70
6	0	12	2	65	0	23	25	127
7	0	0	0	40	0	3	19	62
8	0	14	2	18	18	28	2	84
9	0	2	0	54	26	19	31	132
10	0	0	0	14	6	14	61	95
11	0	0	0	13	55	14	6	89
12	0	10	0	20	11	0	3	43
13	0	3	0	3	0	5	3	13
Total	5	68	31	429	128	169	243	1074

T A B L E A U A 2 - 7**Distribution de la pénétration aux fins d'exploration pour 1995, par zone de gaz et zone géologique**

zone de gaz/zone géologique	A	B	C	D	E	F	G
1	121	120	108	97	47	41	6
2	93	93	85	81	15	15	7
3	44	44	44	44	8	8	8
4	43	43	43	43	9	9	9
5	71	67	62	51	35	29	10
6	113	113	100	98	33	33	11
7	54	54	54	54	14	14	12
8	94	94	80	78	59	41	13
9	114	114	112	112	58	32	14
10	48	48	48	48	34	28	15
11	98	98	98	98	85	30	16
12	57	57	47	47	27	17	17
13	28	28	25	25	23	23	18
Total	980	974	907	876	447	319	150

T A B L E A U A 2 - 8**Distribution du nombre prévu de découvertes pour 1995, par zone de gaz et zone géologique**

zone de gaz/zone géologique	A	B	C	D	E	F	G	Total
1	2	7	30	73	8	9	8	137
2	0	3	10	81	0	2	1	99
3	0	0	4	37	0	0	1	46
4	0	0	0	33	0	0	2	39
5	1	6	8	24	2	9	2	57
6	0	17	11	71	0	10	5	121
7	0	0	6	45	0	0	5	63
8	1	16	5	29	19	15	8	101
9	0	6	4	37	9	2	11	78
10	0	0	0	2	0	3	25	39
11	0	2	0	28	32	13	15	101
12	0	6	0	24	20	2	9	73
13	0	1	0	2	1	8	9	35
Total	4	65	79	484	91	73	102	989

T A B L E A U A 2 - 9

Distribution des réserves initiales moyennes de gaz commercialisable de 1980 à 1994, par zone de gaz et zone géologique (milliards de pi³)

zone de gaz/zone géologique	A	B	C	D	E	F	G
1	1,68	0,61	1,04	1,99	1,43	1,41	1,72
2	0,43	0,74	0,60	0,99	0,00	1,24	0,99
3	0,18	0,66	0,35	0,78	0,00	0,00	1,97
4	0,04	0,00	0,82	1,18	0,00	0,00	1,51
5	0,76	2,44	2,92	2,74	3,32	6,41	67,21
6	0,00	2,87	1,61	6,21	0,00	1,33	1,42
7	0,60	0,79	0,44	1,07	0,00	0,00	2,25
8	1,17	2,16	1,58	2,79	3,54	3,81	7,77
9	2,59	4,28	1,67	3,30	3,18	3,60	5,44
10	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	2,50	1,38
11	0,00	0,93	0,00	2,07	3,03	5,66	3,67
12	0,00	3,05	0,00	4,89	4,95	8,66	14,52
13	0,00	8,23	0,00	5,82	13,14	34,36	15,37

T A B L E A U A 2 - 1 0

Distribution des réserves prévues découvertes pour 1995, par zone de gaz et zone géologique (milliards de pi³)

zone de gaz/zone géologique	A	B	C	D	E	F	G	Total
1	3,36	4,27	31,20	145,27	11,44	12,69	13,76	222,99
2	0,00	2,22	6,00	80,19	0,00	2,48	0,99	93,88
3	0,00	0,00	1,40	28,86	0,00	0,00	1,97	35,23
4	0,00	0,00	0,00	38,94	0,00	0,00	3,02	45,96
5	0,76	14,64	23,36	65,76	6,64	57,69	134,42	308,27
6	0,00	48,79	17,71	440,91	0,00	13,30	7,10	533,81
7	0,00	0,00	2,64	48,15	0,00	0,00	11,25	69,04
8	1,17	34,56	7,90	80,91	67,26 5	7,15 6	2,16	319,11
9	0,00	25,68	6,68	122,10	28,62	7,20	59,84	259,12
10	0,00	0,00	0,00	4,00	0,00	7,50	34,50	56
11	0,00	1,86	0,00	57,96	96,96	73,58	55,05	296,41
12	0,00	18,30	0,00	117,36	99,00	17,32	130,68	394,66
13	0,00	8,23	0,00	11,64	13,14	274,88	138,33	459,22
Total	5,29	158,55	96,89	1242,05	323,06	523,79	653,07	3002,7

T A B L E A U A 2 - 1 1

Comparison des estimations statistiques de l'ONÉ de découvertes de gaz non associé par rapport aux chiffres réels, de 1980 à 1996, en Alberta

année	développement	prospection	estimations totales-ONÉ (10 ⁹ m ³)	estimations (10 ¹² pi ³)	réserves découvertes (10 ⁹ m ³)	réelles (10 ¹² pi ³)
1980	61,8	26,4	88,1	3,11	89,5	3,16
1981	46,6	21,6	68,2	2,41	71,6	2,53
1982	24,5	15,3	39,8	1,40	33,7	1,19
1983	14,5	10,7	25,2	8,89	43,3	1,53
1984	22,6	12,5 3	5,2	1,24	32,5	1,15
1985	20,7	21,3	41,9	1,48	34,2	1,21
1986	15,2	25,3	40,5	1,43	45,9	1,62
1987	15,6	28,0	43,6	1,54	30,3	1,07
1988	21,4	38,6	60,0	2,11	50,3	1,78
1989	14,4	39,3	53,8	1,89	37,6	1,33
1990	12,9	38,6	51,5	1,82	44,4	1,57
1991	8,5	22,8	31,3	1,11	36,6	1,29
1992	5,2	14,0	19,2	,68	21,8	0,77
1993	19,7	27,1	46,8	1,65	40,1	1,42
1994	31,1	42,3	73,5	2,59	65	2,29
1995	37,8	64,4	102,2	3,61	5,6*	0,20*
1996	47,8	57,5	105,3	3,72	n/a	n/a
Total	420,3	505,6	925,9	32,77	682,4	24,09

* Les données portent seulement sur une partie de l'année.

ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ATTRIBUABLE AUX TRAVAUX DE FORAGE ET AUX RAÇCORDEMENTS DE PUIES RÉCENTS

On a fait un examen de la productivité des puits en se basant sur des statistiques sur la production des puits individuels de gaz brut pour tous les puits de gaz producteurs de l'Alberta de 1992 à 1996. Les données ont été réparties entre les treize zones de gaz de l'ONÉ en Alberta, en fonction de l'emplacement des puits et de l'année de production.

Le tableau A3-1 donne les taux maximum et moyen de production durant la première année dans la zone au cours de cette période. Pour calculer le taux maximum moyen pour toute zone et toute année données, on a établi une moyenne pour les taux mensuels de production (jour actif) pour l'ensemble des puits. Les taux moyens ont été calculés de la même manière. Seuls les puits comptant au moins trois mois de production continue ont été inclus, afin d'écartier les puits pouvant avoir eu de courtes périodes de production tentative, mais n'ayant jamais atteint la pleine production.

T A B L E A U A 3 - 1

Taux moyens de production la première année, par zone en Alberta

zone de gaz	taux moyen	taux maximum
1	7,5	13
2	18	27
3	21	32
4	21	37
5	55	75
6	25	35
7	25	40
8	50	70
9	60	90
10	30	45
11	55	80
12	100	150
13	200	260

Les taux maximum de production des puits, tels que nous les définissons ici, représentent le scénario dans lequel les puits pourraient produire à leur pleine capacité pendant l'année. Puisque, dans l'ensemble, les puits ne peuvent soutenir des niveaux de pointe de production sans qu'un certain temps soit consacré à la maintenance et aux autres activités logistiques, des estimations de la capacité de production basées sur les taux maximum seraient par trop généreuses.

À l'inverse, des estimations de la capacité de production basées sur les taux moyens des puits seraient trop conservatrices. Toutefois, 1993 à 1996, la plupart des puits produisaient presque à pleine capacité. Aux fins des «estimations statistiques» de la capacité de production, l'Office a adopté des taux de productivité initiale pour chaque zone qui sont égaux aux taux moyens indiqués au tableau A3-1. Il est à noter que la méthode de calcul tient compte des profils de production moyenne dans chacune des treize zones de gaz, afin de calculer les volumes à reporter chaque année successive.

Aux fins de la présente étude, la méthode d'estimation de la capacité de production a tenu compte de la contribution à la capacité pour trois scénarios différents. En premier lieu, la capacité de production potentielle que tous les puits de gaz fructueux ont ajoutée pendant la période étudiée est prise en compte. On pose comme hypothèse que tous les puits sont raccordés dans l'année où ils sont forés, et que la capacité de production potentielle cumulative est calculée sur une base annuelle (tableau A3-2). En deuxième lieu, la contribution faite à la capacité de production par tous les puits raccordés au cours de la période étudiée est calculée (tableau A3-3). Cela comprend les puits du stock antérieur à 1992. En troisième lieu, on fait une estimation de la capacité de production potentielle, basée sur les puits forés au cours de la période étudiée, mais non raccordés. On pose comme hypothèse que ce volume est excédentaire aux besoins des producteurs. Les puits compris dans la catégorie des puits «non raccordés» sont ceux qui ne sont pas raccordés dans l'année suivant leur forage. Pour toute année donnée, l'excédent calculé consiste en puits forés durant cette année, qui sont demeurés non raccordés, selon la définition fournie plus haut, plus tous les puits des années précédents qui ne sont pas raccordés. L'exercice fournit une estimation annuelle de la capacité de production excédentaire qui existait à une époque précise (tableau A3-4).

T A B L E A U A 3 - 2

Capacité de production estimative des puits forés durant la période allant de 1992 à 1996 en Alberta

Taux de production initiale des puits par zone de gaz (10³m³/j)														
zone	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	7,5	18	21	21	55	25	25	50	60	30	55	100	200	
Number of Wells Drilled														
zone	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Total
1992	201	68	122	52	15	50	82	32	17	12	41	16	6	714
1993	999	145	187	112	93	181	163	64	103	45	143	23	4	2262
1994	1331	267	353	237	113	257	141	161	208	126	168	50	4	3416
1995	511	259	343	327	135	306	168	147	209	219	120	73	11	3135
1996*	793	175	443	353	168	268	207	198	274	123	175	52	19	3248
* Le nombre de puits pour 1996 est basé sur les données pour une partie de l'année; il s'agit donc d'une estimation.														
Estimation de la capacité de production cumulative potentielle – 1992-1996** (10³m³/j)														
zone	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Total 10 ⁹ m ³ /an 10 ¹² pi ³ /an
1992	603	490	1025	437	330	500	820	640	408	144	902	640	480	2,7 0,1
1993	5146	2292	3953	2222	3515	3301	3369	3040	4113	1013	6017	2369	1532	15,3 0,5
1994	10769	4685	7456	5139	8270	6601	4689	7265	10658	2919	11980	4628	2138	31,8 1,1
1995	12637	7138	11297	9903	13662	10118	5630	12584	18192	6951	16079	8632	4019	49,9 1,8
1996	11930	7634	13623	13926	18088	11340	6026	16437	22994	9051	18013	10368	6507	60,6 2,1
** On suppose que tous les puits forés sont raccordés dans l'année de leur forage.														

T A B L E A U A 3 - 3

Estimation de la capacité de production des puits raccordés pour la période allant de 1992 à 1996 en Alberta

Taux de production initiale des puits par zone de gaz (10 ³ m ³ /j)														
zone	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	7,5	18	21	21	55	25	25	50	60	30	55	100	200	
Nombre de puits raccordés														
zone	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Total
1992	267	101	197	67	42	129	138	52	36	26	59	25	7	1146
1993	894	246	260	145	85	246	231	116	114	50	143	43	4	2577
1994	1525	406	587	296	181	370	232	200	225	153	260	68	5	4508
1995	760	254	451	269	121	275	190	153	194	174	180	51	14	3086
1996	866	250	442	291	131	293	205	157	200	180	191	55	13	3275
Estimation de la capacité de production cumulative développée entre 1992 et 1996 (10 ³ m ³ /j)														
zone	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Total 10 ⁹ m ³ /an 10 ¹² pi ³ /an
1992	801	727	1655	563	924	1290	1380	1040	864	312	1298	1000	560	4,5 0,2
1993	5049	3708	5899	2871	4535	5479	5074	5270	5274	1410	6760	4090	1714	20,9 0,7
1994	10926	7489	11443	6558	10336	9791	7123	11149	12151	3603	14533	7411	2375	41,9 1,5
1995	13837	9832	16409	10717	15926	12434	7673	16344	18363	6686	20647	9727	3860	59,3 2,1
1996	13408	9879	17675	13376	18546	12634	7177	18532	20693	8655	22464	10201	5498	65,2 2,3

T A B L E A U A 3 - 4

Estimation de la capacité de production potentielle pour les puits non raccordés, par année, de 1992 à 1996, en Alberta

Taux de production initiale des puits par zone de gaz (10 ³ m ³ /j)														
zone	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	7,5	18	21	21	55	25	25	50	60	30	55	100	200	
Nombre de puits non raccordés à la fin de l'année														
zone	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Total
1992	44	32	61	31	8	20	27	13	5	2	24	3	3	273
1993	80	53	70	73	26	36	47	29	33	13	77	5	5	547
1994	94	63	101	67	33	56	48	61	65	37	82	18	8	733
1995	62	40	58	124	20	46	21	47	67	48	47	18	9	607
1996*	108	41	72	130	18	43	15	45	57	21	53	16	10	629
* Le nombre de puits pour 1996 est basé sur des données portant sur une partie de l'année; il s'agit donc d'une estimation.														
Estimation de la capacité de production potentielle, par forages exécutés de 1992 à 1996, et puits restants non raccordés, par année (10 ³ m ³ /j)														
zone	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Total 10 ⁹ m ³ /an 10 ¹² pi ³ /an
1992	132	231	514	261	177	201	271	261	120	24	530	120	241	3,08 0,11
1993	241	383	590	615	574	361	472	582	795	157	1700	201	402	7,07 0,25
1994	283	455	852	565	729	562	482	1225	1566	446	1811	723	642	10,34 0,36
1995	187	289	489	1046	442	462	211	944	1614	578	1038	723	723	8,74 0,31
1996	325	296	607	1096	397	432	151	903	1373	253	1170	642	803	8,45 0,30

ANALYSE DES TAUX DE DÉCLIN DE LA PRODUCTION

La figure A4-1 est un diagramme de la production cumulative par rapport au taux de production d'un jour actif pour tous les puits de gaz non associé qui sont devenus productifs en 1990. Des diagrammes semblables ont été élaborés pour chaque année de la période allant de 1985 à 1995; un diagramme a aussi été élaboré pour les puits datant d'avant 1985. Les taux de déclin obtenus forment la base des taux de déclin de la production qui apparaissent au tableau A 4.1.

FIGURE A 4 - 1

Taux de production d'un jour actif par rapport à la production cumulative des puits en production depuis 1990 en Alberta

