

Office national
de l'énergie



BRITISH
COLUMBIA

British Columbia Ministry of Energy and Mines



National Energy
Board



OIL AND GAS COMMISSION

Oil and Gas Commission of British Columbia

Analyse du rendement des puits de gaz horizontaux de la Colombie-Britannique

octobre 2000



British Columbia Ministry of Energy and Mines

Office national
de l'énergie



National Energy
Board



OIL AND GAS COMMISSION

Oil and Gas Commission of British Columbia

Analyse du rendement des puits de gaz horizontaux de la Colombie-Britannique

octobre 2000

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2000
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-87-2000F
ISBN 0-662-84721-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :

Coordonnateur des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
Internet : www.neb.gc.ca

En personne, au bureau de l'Office :

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

En personne, au bureau de l'OGC :

Reservoir Engineering & Geology Branch
6e étage, 1810 rue Blanshard
Victoria, C. B.

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2000
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-87/2000E
ISBN 0-662-28977-3

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Publications Coordinator
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
Internet: www.neb.gc.ca

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

For pick-up at the OGC:

Reservoir Engineering & Geology Branch
6th Floor, 1810 Blanshard Street
Victoria, B.C.

Printed in Canada



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

T A B L E	D E S	M A T I È R E S	
Liste des graphiques			(ii)
Liste des tableaux			(ii)
Abréviations			(iii)
Avant-propos			(iv)
Sommaire			(v)
Introduction			1
Méthodologie			3
Résultats obtenus et problématique			5
Résultats de l'analyse des gisements			7
Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A			7
Clarke Lake Slave Point A			8
Fireweed Baldonnel E			9
Gunnel Jean Marie A			10
Helmet North Jean Marie A			11
Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A			12
Midwinter Jean Marie A			13
Midwinter Jean Marie C			14
Peggo Jean Marie A			15
Yoyo Pine Point A			16
Aspects financiers			17
Conclusions de l'analyse			20
Annexes			21

Graphiques

1.	Nord-Est de la Colombie-Britannique	1
2.	Rendements des puits de gaz horizontaux de la Colombie-Britannique	2
3.	Production de gaz par année d'exploitation	3
4.	Gisement Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A	7
5.	Gisement Clarke Lake Slave Point A	8
6.	Gisement Fireweed Baldonnel E	9
7.	Gisement Gunnel Jean Marie A	10
8.	Gisement Helmet North Jean Marie A	11
9.	Gisement Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A	12
10.	Gisement Midwinter Jean Marie A	13
11.	Gisement Midwinter Jean Marie C	14
12.	Gisement Peggo Jean Marie A	15
13.	Gisement Yoyo Pine Point A	16
14.	Comparaison des réserves estimatives des puits par type de puits	17
15.	Coûts de l'offre	18

Tableaux

1.	Méthode de calcul du rendement	4
2.	Indicateurs de production calculés pour les puits de gaz horizontaux productifs	4
3.	Réserves projetées et coûts de l'offre	19

Abréviations

10 ³	millier
10 ⁶	million
10 ³ m ³	millier de mètres cubes
10 ⁶ m ³	million de mètres cubes
ab.	abandonné
ans.	année ou annuel
BCMEM	Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britanniques
BCOGC	British Columbia Oil & Gas Commission
cum.	cumulaf
m	mètre
m ³	mètre cube
ONÉ	Office national de l'énergie
N	Nord
PÉÉP	Programme d'évaluation économique pétrolière prod. cumproduction cumulative
prov. fermé	provisoirement fermé
REG.	ratio eau-gaz

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (ONÉ) surveille de façon continue l'évolution générale de la situation canadienne sur le plan énergétique en cernant les changements à court et à long terme touchant l'offre et la demande. L'ONÉ publie un survol de la situation à court terme intitulé *Évaluation du marché de l'énergie* et des compte-rendus des changements à long terme dans le document *Rapports sur l'offre et la demande*, et prépare à certaines occasions des rapports plus techniques.

Le présent rapport intitulé *Analyse du rendement des puits de gaz horizontaux de la Colombie-Britannique* dresse un tableau de l'utilisation des technologies de forage des puits horizontaux en vue de la production de gaz dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique de 1988 à 1998. Il a été préparé à l'intention de spécialistes techniques et s'attache à décrire, avec la plus grande concision possible, l'état actuel de la technologie du forage horizontal et de ses applications, ainsi que leurs répercussions probables.

Ce rapport a été préparé par le service Responsabilités des secteurs des produits, de l'ONÉ, le Oil and Gas Commission of British Columbia (OGC) et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MEMCB). Les renseignements présentés dans les pages qui suivent ne doivent pas être assimilés à une politique de l'ONÉ, du OGC, du MEMCB ou de tout autre organisme.

Ces organismes seront heureux de recevoir vos commentaires au sujet de l'élaboration ou de l'emploi de la méthodologie retenue ou encore des conclusions du présent rapport. Ces commentaires doivent être acheminés au Secrétariat, Office national de l'énergie, 444, Septième Avenue S.-O., Calgary (Alberta) Canada T2P 0X8.

SOMMAIRE

Ce rapport porte sur le forage de puits horizontaux en vue de la production de gaz naturel en Colombie-Britannique. Sur le plan technique, l'intérêt du forage horizontal provient de ce qu'il augmente le bénéfice tiré de l'exploitation du puits en mettant une plus grande partie de la roche réservoir en contact avec la surface du trou de sonde.

Le présent rapport recommande une analyse minutieuse des projets de forage de puits de gaz horizontaux en vue d'optimiser les méthodes de forage et de complétion, parce que les coûts de ce type de puits sont plus élevés et que le « comportement » de ces réservoirs est plus complexe. Il propose également, en guise de conclusion, que les « meilleurs » rendements de production et les « meilleurs » avantages financiers sont déterminés par un certain nombre de facteurs.

Tout d'abord, les exploitants sont souvent en mesure d'extraire les ressources d'un réservoir avec un nombre limité de puits, puisque le trou de sonde de chaque puits horizontal permet d'extraire de la roche réservoir un plus grand volume que le trou d'un puits vertical. Les réserves prouvées par puits sont par conséquent plus élevées que ce qu'elles seraient s'il s'agissait de puits verticaux. Dans le cas, par exemple, du gisement Midwinter de la Formation Jean Marie C, seulement 16 puits horizontaux ont été forés et l'on estime qu'il faudrait forer 57 puits verticaux pour atteindre le même stade de développement.

En second lieu, un puits horizontal peut générer une production beaucoup plus élevée qu'un puits vertical, la surface de contact entre le trou de sonde et la couche productrice étant beaucoup plus importante. Un taux de production plus élevé entraîne automatiquement une plus grande récupération des ressources. Dans le cas du champ Midwinter du gisement de la Formation Jean Marie A, les taux initiaux de production des complétions horizontales dans des conditions de pression similaires sont de trois à quatre fois plus élevés que ceux des complétions verticales. Les sept puits horizontaux ont généré près de 83 pour cent de la production brute totale de gaz, en comparaison de 13 cent des ressources récupérées par les six puits verticaux. On peut habituellement compter qu'un puits horizontal foré avec succès réduira le coût de l'offre d'au moins dix pour cent.

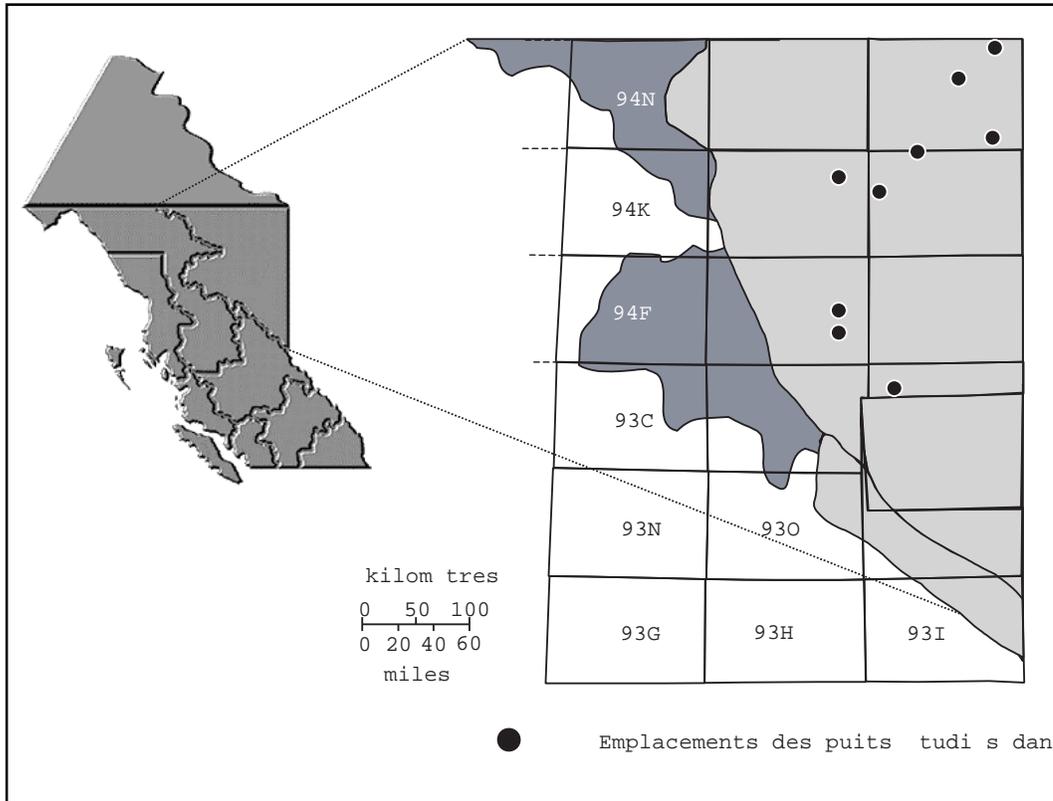
Troisièmement, le forage d'un puits horizontal peut éviter ou retarder considérablement l'apparition des problèmes de production associés à de faibles taux de production, à des taux de récupération peu élevés et/ou à l'abandon trop rapide d'un puits.

INTRODUCTION

Les puits horizontaux sont connus depuis un certain temps déjà. Le recours aux techniques du forage horizontal pour les travaux d'exploration, de développement et de production a connu un essor rapide durant la dernière décennie. Jusqu'à ce jour, la plupart des puits horizontaux forés visaient à trouver des réservoirs de pétrole brut bien ciblés. Aucune contrainte physique n'interdit l'application de cette technologie à la recherche de gaz naturel. Le succès de cette technologie, particulièrement en Saskatchewan, a favorisé son essai dans des régions géographiques et dans des conditions géologiques très variées. La longueur des sondages horizontaux qui ont été forés s'est accrue rapidement et les déplacements horizontaux peuvent maintenant atteindre plus de 2 440 mètres (8 000 pieds). La mise en application des plus récentes techniques de rentrée dans un puits, de forage horizontal à faible rayon, de forage en dépression avec tube d'intervention enroulé, de complétions horizontales perfectionnées et de puits multibranches croît à une vitesse impressionnante. Ces nouvelles techniques permettent souvent une exploitation des réservoirs dont la production de pétrole ou de gaz peut être améliorée à l'aide de la technologie liée au forage de puits horizontaux. Une mise en application à un faible coût, des taux de production de trois à dix fois plus élevés et un taux accru de récupération finale des hydrocarbures font tout l'attrait de cette technologie. La mise au point d'outils de forage directionnels de diamètre réduit, de systèmes de surveillance en temps réel et de méthodes de forage au tube d'intervention enroulé ont ouvert la voie à la rentrée par filiforage dans des puits horizontaux.

GRAPHIQUE 1

Nord-Est de la Colombie-Britannique

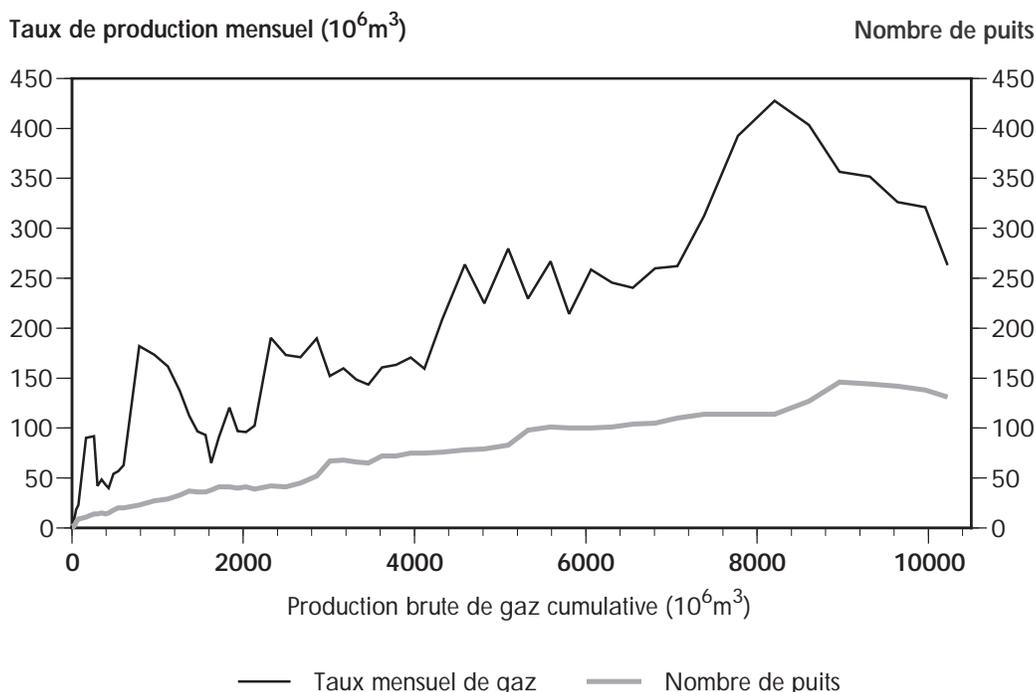


Les techniques de forage horizontal en vue de l'exploration et de la mise en production des réserves de gaz de la Colombie-Britannique ont été souvent utilisées au cours des années 1993 à 1998. Le nombre total de puits horizontaux forés en vue de trouver du gaz est passé de sept à 268 au cours de la même période. Le coût élevé du forage horizontal limite toutefois son utilisation aux situations où les paramètres du réservoir indiquent que le forage de puits verticaux ne permettrait pas d'en tirer les mêmes avantages financiers.

Ce document traite surtout des applications de la technologie du forage horizontal à la production de gaz naturel en Colombie-Britannique. À la fin de l'année 1998, 147 des 268 puits de gaz horizontaux forés étaient en activité. La production brute cumulative de gaz était au total de $10\,225\,10^6\text{m}^3$ (annexe 3). Des vingt-huit exploitants ayant eu recours à cette technologie en Colombie-Britannique, Petro-Canada et Ranger Oil ont été les plus grands utilisateurs (annexe 1). Les formations ayant été le plus souvent ciblées par les travaux d'exploration gazéifère sont le complexe carbonaté Jean Marie du Dévonien supérieur (81 puits), les roches carbonatées de la formation triasique de Baldonnel (25 puits), les récifs carbonatés du Dévonien moyen, y compris les formations de Slave Point (15 puits) et de Pine Point (13 puits) (annexe 2).

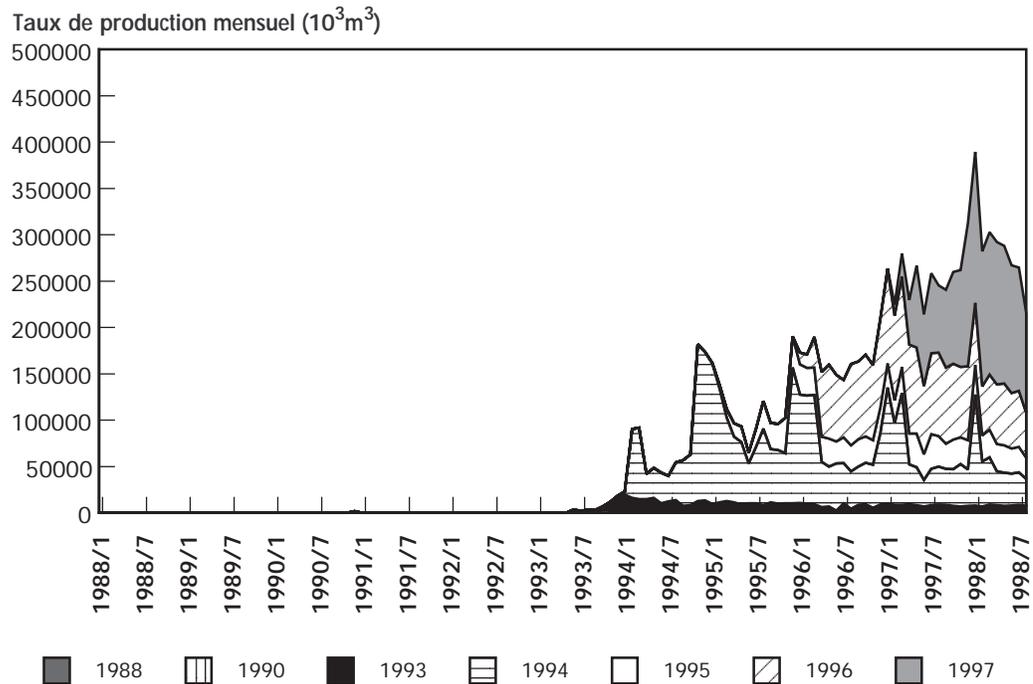
GRAPHIQUE 2

Rendement des puits de gaz horizontaux de la Colombie-Britannique



GRAPHIQUE 3

Production de gaz par année d'exploitation



MÉTHODOLOGIE

Les analyses graphiques et statistiques des données de production constituent des sources d'information exceptionnelles pour l'évaluation du rendement des gisements et des puits. La méthodologie ayant présidé à cette étude est résumée dans le tableau 1.

Le tableau 2 liste les indicateurs de production étudiés. Comme les puits ne sont pas toujours en production en même temps et que la production de gaz est enregistrée chaque mois auprès du MEMCB, il a été établi que le meilleur indicateur de l'état d'un réservoir de gaz est le « taux de production mensuel ». Le choix du taux convenant le mieux à l'étude des gisements - la production mensuelle moyenne de chaque gisement ou la production d'un puits représentatif du groupe de puits considérés - a posé plus de difficultés. Le taux le plus approprié varie en fonction du type de réservoir et des données recueillies à son sujet. Dans la plupart des cas, les valeurs de ces deux taux sont à peu de chose près comparables.

Une grande partie des données de production a fait l'objet d'un processus d'assurance de la qualité. Bien que 268 puits horizontaux aient été forés au total, seulement 86 des 147 puits productifs ont fourni suffisamment de données pour être utilisés dans le cadre de cette étude. Ces 86 puits étaient regroupés dans 10 gisements, qui ont ensuite été soumis à une analyse détaillée. Des profils de production moyens tant pour les puits verticaux que pour les puits horizontaux ont été établis pour chacun des gisements examinés. Les puits verticaux dont la date de production initiale était proche de celle des puits horizontaux ont été sélectionnés aux fins de comparaison de la productivité, au même stade d'épuisement du réservoir.

Les données de production mensuelle se rapportant à chaque puits ont été extraites et normalisées. L'analyse de ces données visait surtout à définir les taux moyens, c'est-à-dire caractéristiques, du gisement sélectionné. Une analyse du déclin a ensuite été intégrée au graphique de l'évolution du taux de production mensuel dans le temps afin d'estimer le taux mensuel de production de gaz et la production cumulative de gaz par puits au cours d'une période de trois ou de cinq ans. Les données de production et les courbes de déclin ont aussi permis de calculer des taux mensuels en vue d'établir les profils de production mensuel moyen tant des puits verticaux que des puits horizontaux (annexes 4, 5 et 6).

T A B L E A U 1

Méthode de calcul du rendement

1.	Récupérer les données de production des puits horizontaux et verticaux.
2.	Diviser la production de gaz par le nombre d'heures de production par mois pour calculer les taux moyens.
3.	Faire l'analyse du déclin exponentiel de la courbe de production cumulative pour estimer la quantité de gaz récupérable par puits et pour tracer la courbe de déclin.
4.	Utiliser les données de production et les taux de diminution pour obtenir le profil de production tant des puits horizontaux que des puits verticaux.
5.	Établir, à l'aide des données obtenues à l'étape 4, des profils probabilistes de la production et de la récupération finale des puits horizontaux et des puits verticaux.

T A B L E A U 2

Indicateurs de production calculés pour les puits de gaz horizontaux productifs

1.	Taux de production de gaz maximal
2.	Production maximale d'eau
3.	Taux de production de gaz mensuel durant le semestre le plus productif
4.	Taux de production d'eau mensuel durant le semestre le plus productif
5.	Délais pour atteindre le taux de production de gaz maximal et le taux de production d'eau maximal
6.	Délai pour obtenir la meilleure production de gaz semestrielle
7.	Rapport gaz/eau

RÉSULTATS OBTENUS ET PROBLÉMATIQUE

C'est en 1988 qu'on a commencé à tirer une production de gaz des puits horizontaux. La plupart des activités de production ont cependant été réalisées après 1993. À la fin de l'année 1998, 179 puits de gaz avaient été forés, 52 puits avaient été abandonnés ou provisoirement fermés et 33 puits de gaz potentiels avaient été repérés. Les exploitants ont essentiellement concentré leurs activités sur les puits horizontaux de rentrée à faible risque et les puits de développement à risque modéré forés dans des gisements connus, où la présence d'hydrocarbures a été confirmée. Les formations les plus souvent ciblées étaient le complexe carbonaté Jean Marie du Dévonien supérieur, les roches carbonatées de la Formation triasique de Baldonnel et les récifs carbonatés du Dévonien moyen. Seulement cinq puits d'exploration à risque élevé ont été forés et deux d'entre eux ont conduit à la découverte de ressources. Le taux de réussite global pour les puits de développement à risque modéré et à faible risque a été de 65 pour cent, comparativement à 40 pour cent dans le cas des puits d'exploration à risque élevé.

Fait intéressant, 11 des 147 puits de gaz horizontaux productifs (annexe 7) ont fait l'objet de forages verticaux avant 1986 et, par la suite, de travaux de recomplétion en rentrée comme puits de gaz horizontaux au cours des années 1990. La rentrée, à une époque envisagée seulement en dernier ressort, est devenue un moyen de prolonger la durée de vie d'un champ et d'accroître la production d'hydrocarbures. La production cumulative de gaz de ces 11 puits était de $2\,290\,10^6\text{m}^3$, soit 22,4 pour cent de la production totale de gaz des puits horizontaux forés jusqu'à maintenant. Les 147 puits toujours productifs représentent approximativement 92 pour cent de la production cumulative de gaz des puits horizontaux de la Colombie-Britannique (annexe 8).

La roche réservoir de la Formation Jean Marie du Dévonien supérieur constitue de loin le plus grand regroupement de forages horizontaux. À la fin de l'année 1998, 30 pour cent de tous les puits de gaz horizontaux, soit 81 puits, avaient été forés dans cette formation. Gigantesque complexe récifal carbonaté, cette formation gazéifère présente en plusieurs endroits un très grand nombre de fractures. La productivité de ce réservoir est en grande partie tributaire de la perméabilité par fracturation, et non de la perméabilité de la matrice. Par conséquent, les puits horizontaux forés en vue de croiser de nombreuses fractures verticales à un angle quasi perpendiculaire ont presque toujours permis d'enregistrer des taux de production initiale beaucoup plus élevés que les puits verticaux précédemment exploités. Les puits horizontaux de la Formation Jean Marie, à l'exception des six puits horizontaux du gisement Helmet North, produisent davantage que les puits verticaux traditionnels et expliquent la récente augmentation de la production de gaz tirée de cette formation. Des débits de plus de $3\,000\,10^3\text{m}^3$ par mois ont été enregistrés dans un certain nombre de puits. Le taux de productivité calculé (quantité d'hydrocarbures produits par le sondage horizontal par rapport à la quantité tirée du sondage vertical de limite) variait entre 1,9 et 3,8 à la fin de la première année d'exploitation.

Les puits de gaz horizontaux forés en Colombie-Britannique connaissent généralement un déclin exponentiel. En moyenne, ils permettent d'augmenter la récupération finale d'hydrocarbures et d'obtenir des taux de production initiale de deux à trois fois plus élevés que les puits verticaux. De plus, pour des formations comparables, les taux de production diminuent plus rapidement pour les puits de ce type que pour les puits verticaux traditionnels. Ce déclin marqué montre que les techniques de forage des puits horizontaux et multibranches assurent un drainage plus important dans les réservoirs types et un accès à un plus grand nombre de petites poches des réservoirs de forme complexe tout en contribuant à la réduction des problèmes causés par la formation de

cônes. En termes plus clairs, par une planification et une mise en oeuvre minutieuses des puits horizontaux, les exploitants peuvent extraire les ressources avec une plus grande efficacité dans le cas de puits de développement horizontaux à risque modéré ou moyen forés dans des gisements connus. Des 52 puits horizontaux actuellement classés abandonnés ou provisoirement fermés, seulement 20 (plus précisément 9 puits abandonnés et 11 puits provisoirement fermés) ont produit des ressources. Les données de production semblent indiquer que la majorité de ces puits n'ont pas produit soit parce que leurs taux de production initiale étaient trop faibles, soit parce que les taux de production mensuels ont chuté si rapidement qu'il n'était plus rentable de les exploiter. La combinaison de faibles débits et de ratios eau/gaz élevés (REG) (plus de $500 \text{ m}^3/10^6 \text{ m}^3$) explique l'échec d'un très petit nombre de puits.

RÉSULTATS DE L'ANALYSE DES GISEMENTS

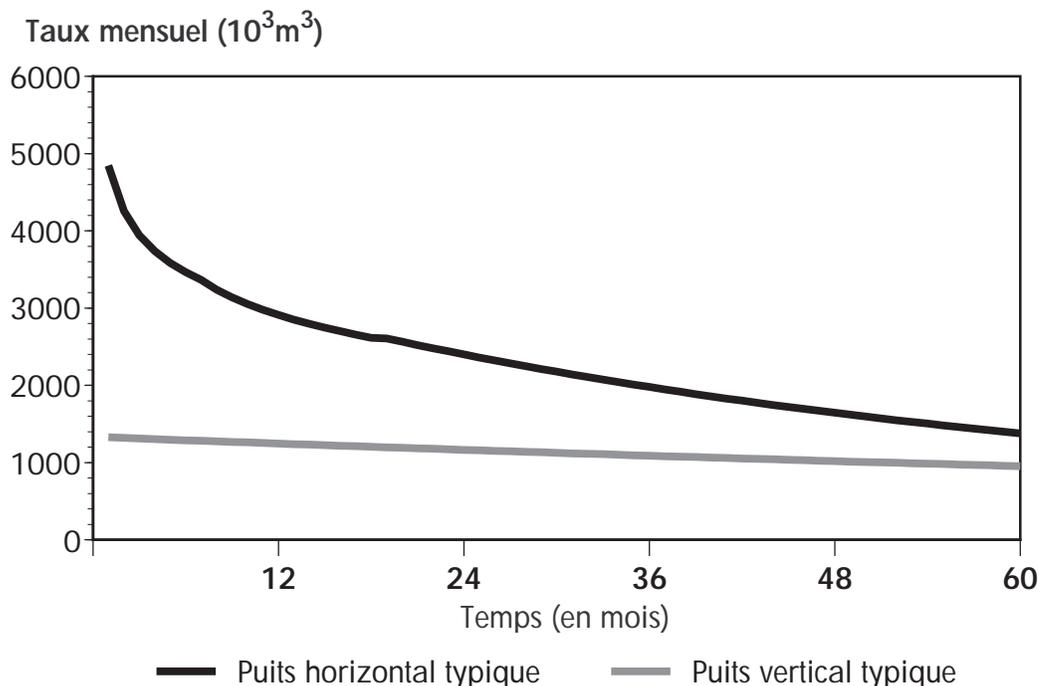
Champ Bubbles North - Formations Baldonnel/Upper Charlie Lake A

Les Formations de Baldonnel et de Charlie Lake dans la région du champ Bubbles North s'épaississent en direction ouest pour atteindre les 21 mètres et une porosité moyenne de huit pour cent. La Formation de Baldonnel se compose surtout de dolomies bioclastiques et péloïdes, de rares pierres calcaires et de quelques brèches. La Formation de Charlie Lake consiste en une série de couches intercalées de grès littoral, de siltites et de dolomies.

Le gisement Bubbles North - Baldonnel/Upper Charlie Lake A comprend quatre puits de gaz horizontaux et dix puits de gaz verticaux, tous actifs. Les graphiques de rendement des deux puits horizontaux et des six puits verticaux forés au cours de la même période semblent indiquer que le taux de production de gaz mensuel initial est d'environ $4\,800\ 10^3\text{m}^3/\text{mois}$ pour un puits horizontal type, et de $1\,300\ 10^3\text{m}^3/\text{mois}$ environ pour un puits vertical type (graphique 4). Les puits verticaux n'offrent plus une productivité satisfaisante, une fois que le taux de production chute sous les $1\,000\ 10^3\text{m}^3/\text{mois}$, à cause du ratio eau-gaz très élevé de la production ainsi obtenue. Selon les estimations, la production cumulative de gaz d'un puits horizontal type est de l'ordre de 110 à $420\ 10^6\text{m}^3$, comparativement à une plage de 60 à $210\ 10^6\text{m}^3$ prévus pour un puits vertical type. D'après la courbe de production actuelle, on prévoit extraire environ 45 pour cent des réserves totales du gisement à l'aide de ces puits horizontaux.

GRAPHIQUE 4

Gisement Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A



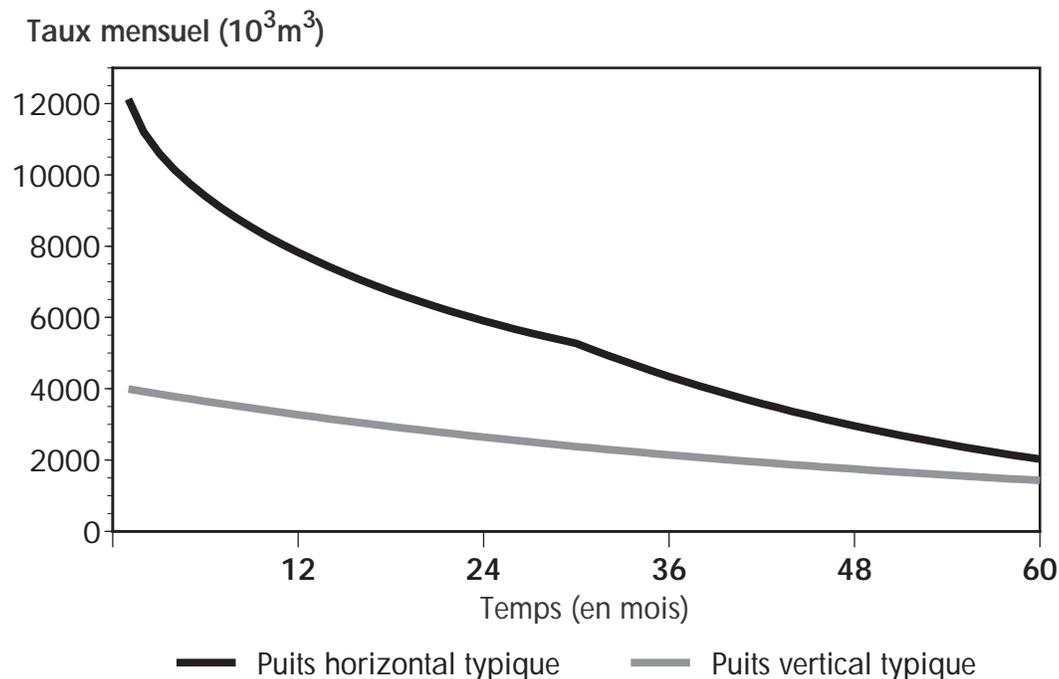
Champ Clarke Lake - gisement Slave Point A

Les puits verticaux de ce gisement ont commencé à générer une production de gaz en 1961. L'évolution de la production permet d'observer que, dans ce gisement, la production de gaz a toujours été associée à l'extraction d'importants volumes d'eau. Ce n'est qu'en 1994 que les puits horizontaux de ce gisement ont généré une certaine production. On compte en ce moment un total de 67 puits dont 37 puits de gaz productifs, plus précisément 8 puits horizontaux et 29 puits verticaux. Neuf des 11 puits horizontaux forés sont de nouveaux puits de développement mis en production après 1993. Au cours de la même période, dix puits de développement verticaux sont entrés en production. Les données de production indiquent que ces puits horizontaux ont généré 75 cent (ou $1\,097\,10^6\text{m}^3$) des $1\,477\,10^6\text{m}^3$ de gaz brut extraits de ce gisement depuis 1994, tandis que les ratios eau/gaz n'ont pas franchi le seuil des $200\text{ m}^3/10^6\text{m}^3$. La récupération d'eau pour les puits verticaux productifs varie de 1 000 à $2\,000\text{ m}^3/10^6\text{m}^3$.

Le succès des puits horizontaux de ce gisement peut être attribué au fait qu'ils assurent un meilleur drainage et pénètrent dans un plus grand nombre de petites poches de ces réservoirs de forme complexe. Ils contribuent ainsi à réduire les problèmes de venues d'eau. L'analyse montre également que le taux de production initial d'un puits horizontal type est d'environ $12\,000\,10^3\text{m}^3/\text{mois}$ ou environ trois fois celui d'un puits vertical type du même gisement (graphique 5). La production cumulative de gaz devrait se situer dans la plage de 250 à $960\,10^6\text{m}^3$ comparativement à une plage de 50 à $360\,10^6\text{m}^3$ prévus pour un puits vertical type.

GRAPHIQUE 5

Gisement Clarke Lake Slave Point A



Champ Fireweed - gisement Baldonnel E

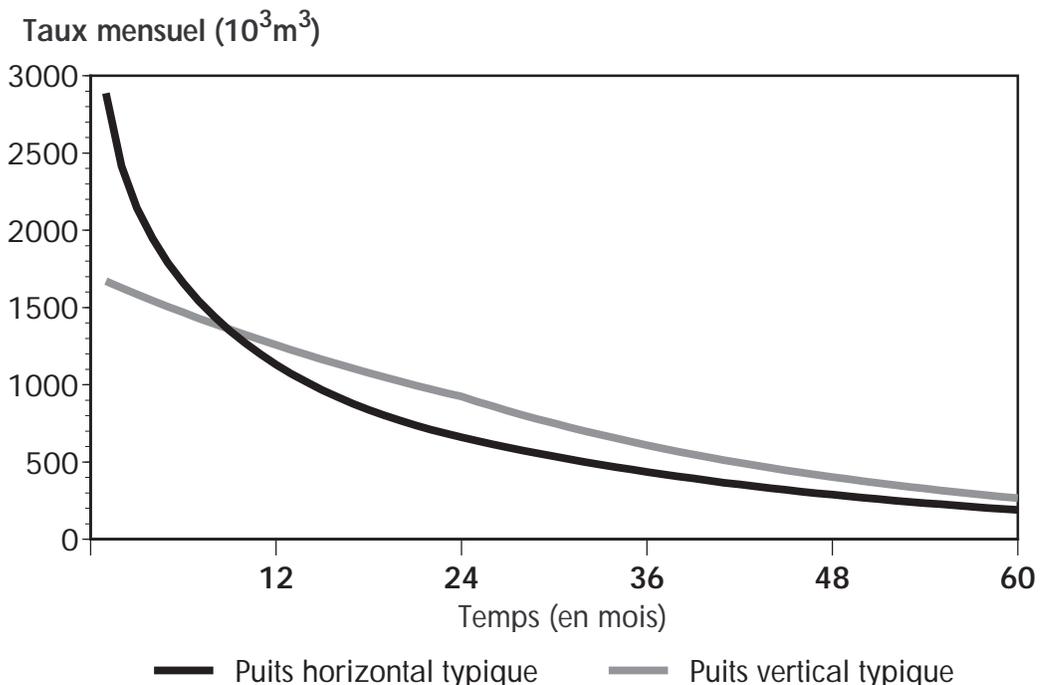
Ce gisement a commencé à donner une production de gaz en 1986 et un volume total de $46,5 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ de gaz brut a été extrait du gisement Fireweed b-006-A/094-A-13/0 avant la mise en production, en novembre 1993, du premier puits de gaz horizontal, reconstitué dans un forage sec abandonné. Ce gisement compte aujourd'hui six puits, soit quatre puits horizontaux et deux puits verticaux. Ces puits horizontaux ont généré un total de $153 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ de gaz brut, ou 52 pour cent des $292 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ de la production cumulative. Depuis 1994, tous les puits de développement, tant les puits verticaux que les puits horizontaux, ont été forés dans ce gisement selon un axe préférentiel nord-est où le drainage devrait être meilleur.

Il est important de noter que le puits vertical productif Fireweed c-35-A/094-A-13 a généré plus de gaz brut que chacun des quatre puits horizontaux. L'écart relevé entre la production de ce puits et celle des puits horizontaux peut être attribué au nombre de zones productrices nettes, à l'épaisseur de chacune de ces zones et à la bonne perméabilité de la matrice dans toutes les directions. La production du puits horizontal Fireweed d-005-A/094-A-1 a été extraite en un an environ tandis que celle d'un puits de limite vertical voisin, le Fireweed b-006-A/094-A-13, qui possède des paramètres géologiques similaires, s'est échelonnée sur plus de huit années et a généré de plus grandes quantités de gaz.

Cette analyse semble indiquer que le taux de production initial pour un puits horizontal type est d'environ $2\,900 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$, soit environ 70 pour cent de plus que celui d'un puits vertical type. La production cumulative après une année s'est maintenue à 20 pour cent de plus environ que celle d'un puits vertical type, pour chuter à 10 pour cent de moins après trois ans de production (graphique 6). L'analyse semble également montrer que la forte saturation en eau du gaz produit par ce gisement (plus de 30 pour cent) serait tributaire de la situation géographique du puits et des méthodes de production utilisées. Il s'agit là d'une situation particulière où le rendement des puits

GRAPHIQUE 6

Gisement Fireweed Baldonnel E



horizontaux est comparable à celui d'un éventuel puits vertical type. Toutefois, les puits verticaux forés dans ce gisement ont traversé plus d'une couche de roche réservoir tandis que les puits horizontaux ont pénétré une seule de ces couches. La production de gaz cumulative globale d'un puits horizontal type devrait se situer dans une plage de 40 à 150 10^6m^3 , comparativement à une plage de 30 à 110 10^6m^3 prévue pour un puits vertical type.

Champ Gunnel - gisement Jean Marie A

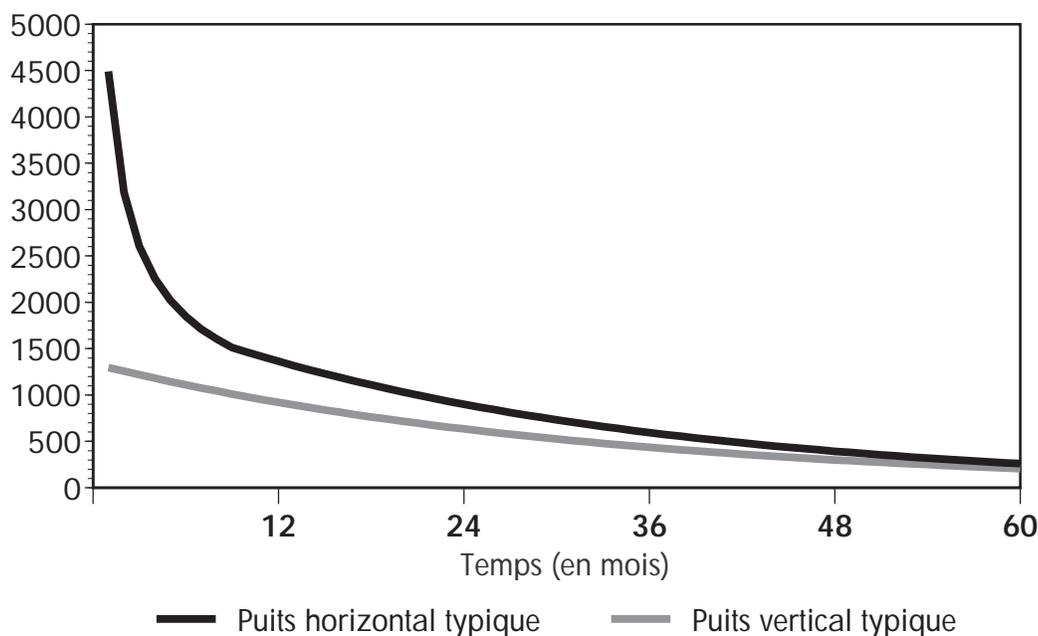
Le premier puits de ce gisement, le Gunnel b-083-C/094-I-13, a été foré en 1959, mais n'a pas été complété avant 1979. Le développement à grande échelle de ce gisement n'a pas commencé avant 1994-1995. Un total de 16 puits de gaz a été foré, soit 9 puits horizontaux et 7 puits verticaux, et 12 de ces puits sont en cours de production. Les sept puits horizontaux productifs ont été mis en production en 1997 ou en 1998, tandis que la production des puits verticaux a débuté en 1994. Les puits horizontaux ont généré 112 10^6m^3 , soit 45 pour cent de la production totale. Un puits vertical en particulier, le Gunnel a-073-F/094-I-13, a généré environ 22 pour cent de la production cumulative totale grâce à l'épaisseur exceptionnelle de 16,5 mètres de sa zone productrice nette, ce qui correspond à près du double de la production moyenne du gisement. Son débit initial de 144 $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ d'exploitation est proche de la plage des 120 à 130 $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ d'exploitation d'un puits horizontal type de ce gisement.

L'analyse révèle que le taux de production initial de gaz pour un puits horizontal type est d'environ 4 500 $10^3\text{m}^3/\text{mois}$, ou environ 3,5 fois les 1 300 $10^3\text{m}^3/\text{mois}$ d'un puits vertical type (graphique 7). Ce taux de production chute toutefois assez rapidement. À la lumière de ces renseignements, la production cumulative d'un puits horizontal devrait se situer dans la plage des 60 à 240 10^6m^3 , en comparaison d'une plage de 15 à 70 10^6m^3 pour un puits vertical type.

GRAPHIQUE 7

Gisement Gunnel Jean Marie A

Taux mensuel (10^3m^3)



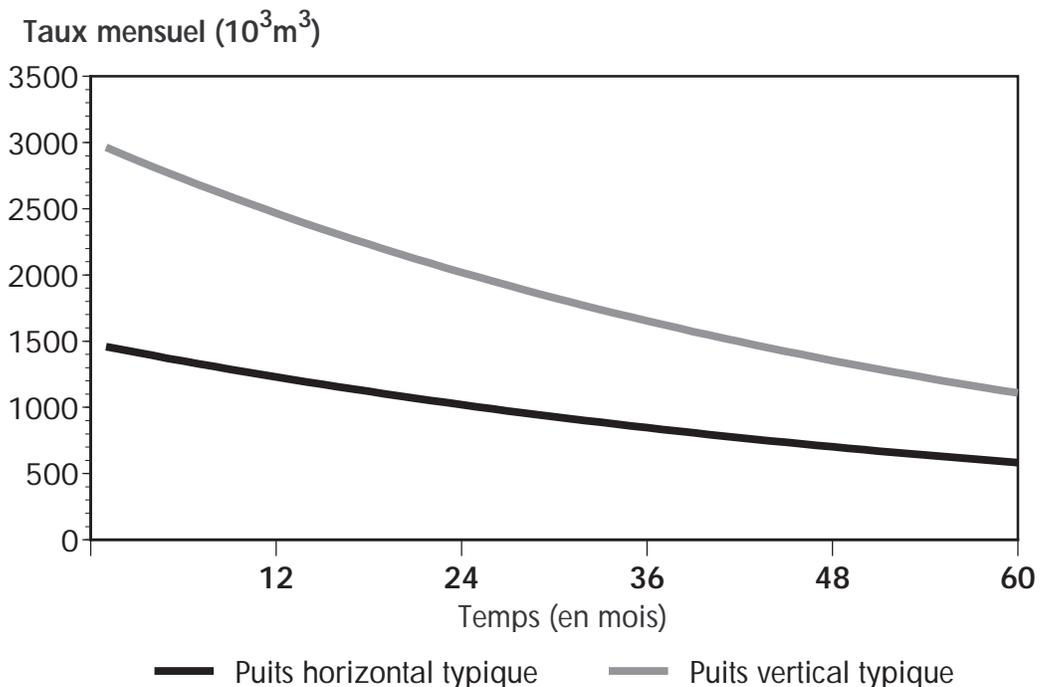
Champ Helmet North - gisement Jean Marie A

Ce gisement où un total de 38 puits verticaux et de sept puits horizontaux ont été forés a commencé à donner une production en 1978. La technologie du forage horizontal a été mise à l'essai une première fois en 1988, mais le puits foré a été abandonné. Entre 1993 et 1994, cette technologie a permis de forer avec succès six puits de développement. Aucun puits vertical n'a été foré ou complété depuis 1993. Les six puits horizontaux ont généré une production combinée de $215 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de gaz brut, soit environ 10 pour cent du gaz brut extrait de ce gisement depuis le mois de janvier 1994, date de mise en production du premier puits horizontal. En outre, le rendement de ces puits semble indiquer qu'ils ont permis d'augmenter la récupération globale cumulative de quatre pour cent environ.

L'analyse de ce gisement indique que le taux de production initial d'un puits horizontal type correspondait à environ la moitié seulement du taux initial de $3\,000 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$ d'un puits vertical type (graphique 8). La récupération globale d'hydrocarbures provenant d'un puits horizontal type de ce gisement correspondrait à 44 pour cent environ de celle tirée d'un puits vertical. Il faut néanmoins garder en tête que ces puits sont habituellement forés près des limites du gisement où l'on n'a pas tenté d'effectuer des forages verticaux à cause de la forte saturation en eau des ressources piégées dans ce réservoir. L'épaisseur moyenne de la zone productrice nette n'atteint pas la moitié de l'épaisseur de celle où les puits verticaux sont forés. En conséquence, la comparaison du rendement des puits horizontaux à celui des puits verticaux ne peut être concluante. Par exemple, les paramètres de la zone productrice nette et de la porosité du puits horizontal N Helmet b-071-G/094-P-10 et du puits vertical N Helmet a-071-G/094-P-10 étaient les mêmes, mais le puits horizontal a produit $45,2 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de gaz brut ou 2,5 fois plus que le puits vertical. Par ailleurs, les puits horizontaux N Helmet c-A057-A/094-P-15 et N Helmet a-057-B/094-P-15 de même que le puits vertical N Helmet b-068-D/094-P-16 sont très rapprochés les uns des autres, mais la production cumulative du puits a-057-B correspond

GRAPHIQUE 8

Gisement Helmet North Jean Marie A



à environ 5 fois celle du puits vertical. La production de gaz cumulative globale devrait, selon les prévisions, se situer dans la plage de 33 à 67 10⁶m³, en comparaison de la plage de 80 à 270 10⁶m³ prévue pour un puits vertical type. Fait à remarquer, un puits horizontal dont la production et les caractéristiques géologiques seraient similaires à celles d'un puits vertical générerait une production globale se situant dans la plage de 100 à 470 10⁶m³. Un puits vertical peut donc se révéler moins productif qu'un puits horizontal dans ce gisement.

Champ Jedney - gisement Baldonnel/Upper Charlie Lake A

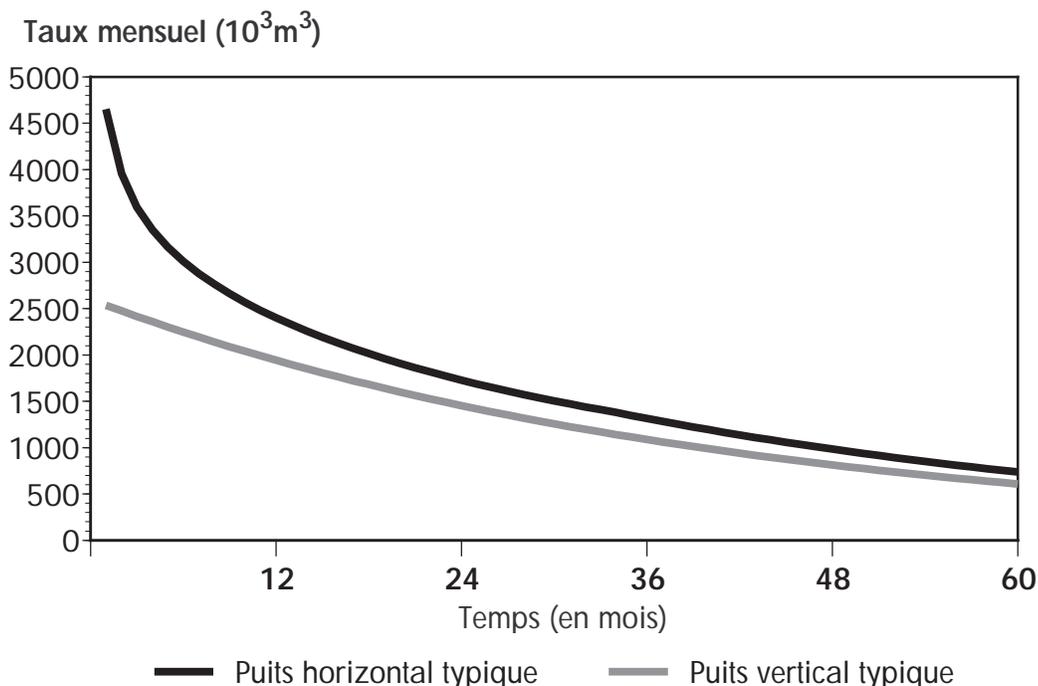
Les puits verticaux forés dans ce gisement ont commencé à produire du gaz en 1959. Un total de 6 721 10⁶m³ de gaz brut avait été produit avant la mise en production, en janvier 1994, du premier puits horizontal de ce gisement, le Jedney a-039-F/094-G-08. Aucun puits vertical n'a été mis en production depuis 1994. Au total, 12 puits horizontaux productifs, soit trois dans le projet Petro-Canada et neuf autres dans le projet Norcen Energy, ont été forés dans la partie nord-est du gisement.

Les neuf puits horizontaux du projet Norcen Energy ont généré à eux seuls 209 10⁶m³ de la production totale de gaz, qui s'élevait à 952 10⁶m³. Il est intéressant d'observer que le puits vertical Jedney b-062-E/094-G-08 a produit à lui seul 520 10⁶m³ de gaz brut, ce qui s'explique par l'épaisseur plus importante de sa zone productrice nette et de sa porosité plus élevée. De plus, le puits horizontal N Bubbles a-099-F/094-G-08 a généré plus de 113 10⁶m³ de gaz brut, soit environ 50 pour cent plus de production que le puits vertical N Bubbles d-A099-F/094-G-08 foré à peu de distance.

Les trois puits horizontaux du projet Petro-Canada ont généré 277 10⁶m³ de la production totale de gaz de 7 279 10⁶m³ extraite dans le cadre de ce projet. Vingt des 22 puits verticaux forés étaient

GRAPHIQUE 9

Gisement Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A



en production depuis le milieu des années 60. On peut de nouveau observer que le puits Jedney d-009-F/094-G-08 a produit davantage de gaz brut en moins de temps que le puits Jedney c-008-F/094-G-08, un puits vertical foré non loin de là.

L'examen de la situation semble indiquer que, d'une part, le taux de production initial pour un puits horizontal type est d'environ $4\,600\ 10^3\text{m}^3/\text{mois}$ ou 80 pour cent de plus que la production moyenne de $2\,500\ 10^3\text{m}^3/\text{mois}$ d'un puits vertical type (graphique 9). On estime qu'un puits horizontal type devrait produire de 80 à $310\ 10^6\text{m}^3$ de gaz brut de plus que la récupération finale projetée de 35 à $170\ 10^6\text{m}^3$ de gaz brut pour un puits vertical type.

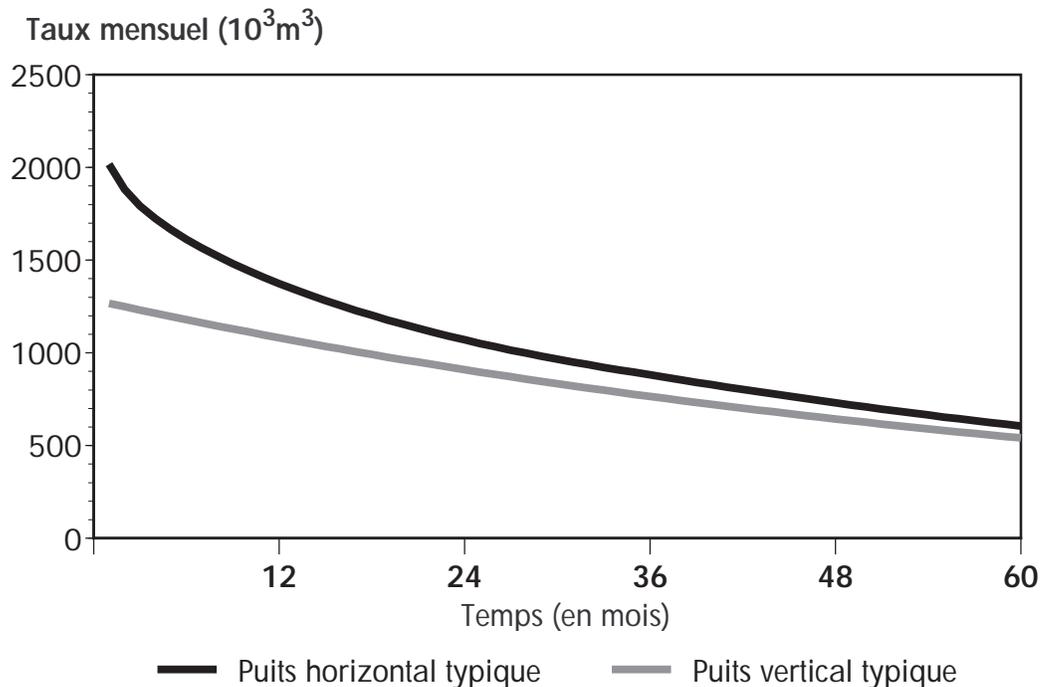
Champ Midwinter - gisement Jean Marie A

Ce gisement a commencé à donner une production de gaz en 1994, au moment de la mise en production de ses puits verticaux et de ses puits horizontaux. Parmi le groupe de puits forés, on compte sept puits horizontaux et six puits verticaux, tous productifs. Quatre des puits verticaux ont été forés au cours des années 80 et les sept puits horizontaux ont été forés après 1993. Ces derniers ont généré au delà de 83 pour cent de la production de gaz brut totale provenant de ce gisement. Le puits horizontal Midwinter a-041-D/094-P-15 et le puits vertical Midwinter d-059-C/094-P-15 ont tous deux été mis en production au début de 1994. Les paramètres des réservoirs auxquels ces deux puits donnent accès se ressemblent; toutefois, le puits horizontal a généré approximativement $57,3\ 10^6\text{m}^3$ de gaz brut comparativement à la production de $24,7\ 10^6\text{m}^3$ tirée du puits vertical.

Les résultats de notre analyse semble montrer que, en présence de réservoirs ayant des paramètres similaires, un puits horizontal de ce gisement générera une production plus élevée qu'un puits vertical (graphique 10). Le taux de production initial d'un puits horizontal type est environ de $2\,000\ 10^3\text{m}^3/\text{mois}$, en comparaison de $460\ 10^3\text{m}^3/\text{mois}$ pour un puits vertical type, tandis que sa production cumulative se situera dans la plage de 50 à $170\ 10^6\text{m}^3$ pour un puits horizontal type en comparaison d'une plage de 35 à $135\ 10^6\text{m}^3$ pour un puits vertical type.

GRAPHIQUE 10

Gisement Midwinter Jean Marie A



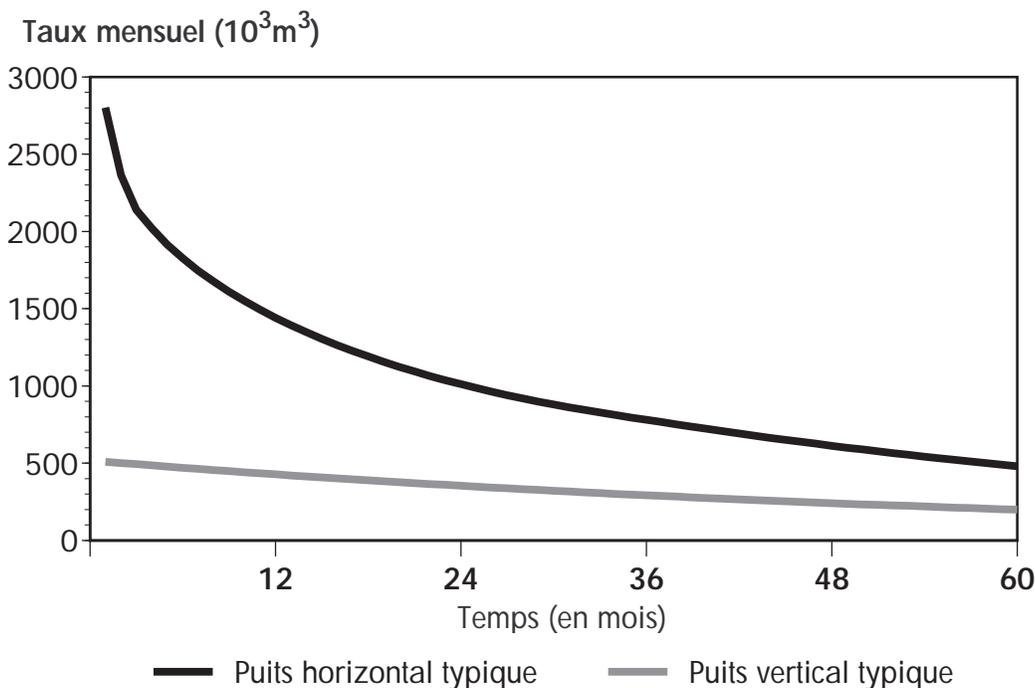
Champ Midwinter - gisement Jean Marie C

Ce gisement a été découvert en 1979; toutefois, il a fallu attendre 1994 pour que commence son développement. Les deux gisements Midwinter Jean Marie A et Midwinter Jean Marie C se caractérisaient par une forte saturation en eau (plus de 40 pour cent). Trois puits verticaux et seize puits horizontaux du gisement Jean Marie C sont aujourd'hui en production. Les trois puits verticaux productifs ont été forés en 1995. La production cumulative de même que la production moyenne de ces trois puits demeure bien en deçà des moyennes enregistrées pour les puits horizontaux. Cinq puits horizontaux additionnels, forés et mis en production depuis, génèrent au-delà de $117,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de gaz, soit plus de trois fois les $34,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$ générés par les trois puits verticaux.

L'analyse des données montre que le taux de production de gaz initial pour un puits horizontal type est d'environ $2\,800 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$, pour ensuite diminuer de moitié après un an, soit à $1\,400 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$, et à environ $770 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$ après trois ans de production (graphique 11). Le taux de production de gaz initial pour un puits vertical type serait approximativement de $500 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$, et diminuerait à environ $400 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$ après la première année et ensuite à $290 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$ après trois ans. La récupération cumulative des ressources grâce à un puits horizontal type se situerait dans la plage de 40 à $200 \cdot 10^6 \text{m}^3$, en comparaison de la plage de 5 à $45 \cdot 10^6 \text{m}^3$ dans le cas d'un puits vertical type.

GRAPHIQUE 11

Gisement Midwinter Jean Marie C



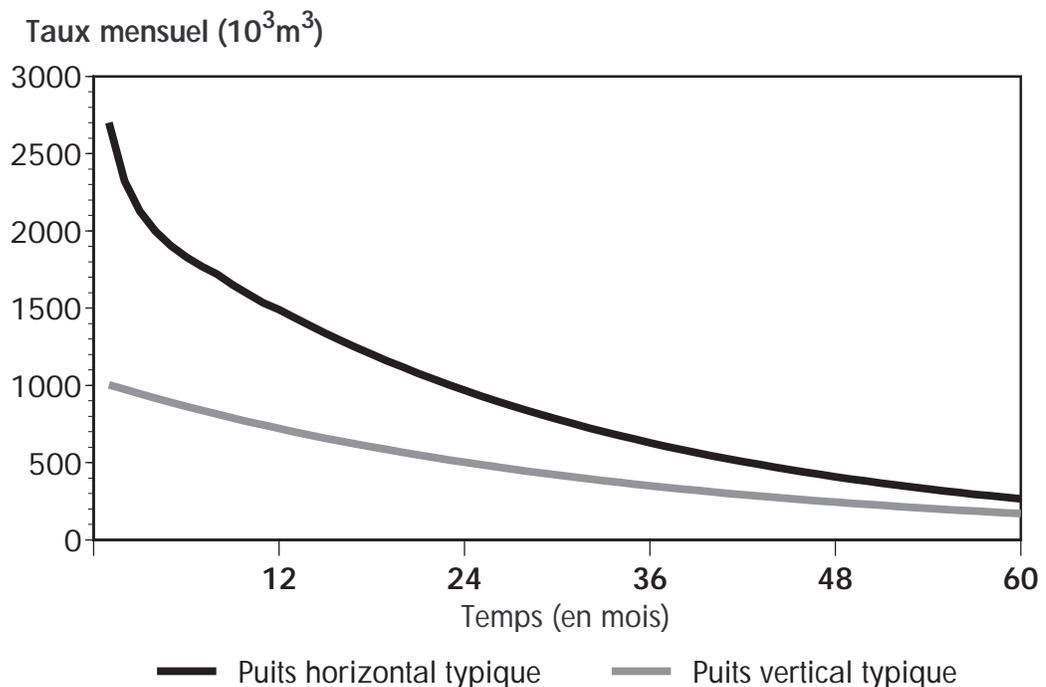
Champ Peggo - gisement Jean Marie A

Ce gisement regroupe 23 puits horizontaux et 26 puits verticaux. Vingt des 44 puits productifs sont des puits horizontaux. Une production totale de $351 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de gaz a été extraite de 14 puits verticaux entre 1989 et 1994 avant la mise en service des puits horizontaux. De 1994 au mois d'août 1998, les puits verticaux ont donné une production additionnelle de $570 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de gaz. Trente-six pour cent de ce volume additionnel de gaz provenaient de 12 nouveaux puits verticaux. Au cours de la même période, les 23 puits horizontaux ont généré une production de $1\,073 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de gaz. On remarque ici que les paramètres des zones productrices nettes où les puits horizontaux ont été forés étaient généralement moins intéressants que ceux des couches traversées par les puits verticaux.

Le taux de production initial d'un puits de gaz horizontal type est d'environ de $2\,700 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$ et diminue ensuite à environ $1\,500 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$ à la fin de la première année, et à près de $900 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$ après trois ans (graphique 12). Le taux de production de gaz initial d'un puits vertical type est environ de $1\,000 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$ et diminue à environ $700 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$ après un an, puis approximativement à $340 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{mois}$ après trois ans. La récupération globale prévue des réserves d'un puits horizontal se situe dans la plage de 40 à $130 \cdot 10^6 \text{m}^3$. Cette plage est comparable aux valeurs obtenues pour les gisements Midwinter Jean Marie et correspond environ au double de la récupération projetée pour un puits vertical type, qui est de 15 à $65 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de gaz.

GRAPHIQUE 12

Gisement Peggo Jean Marie A



Champ Yoyo - gisement Pine Point A

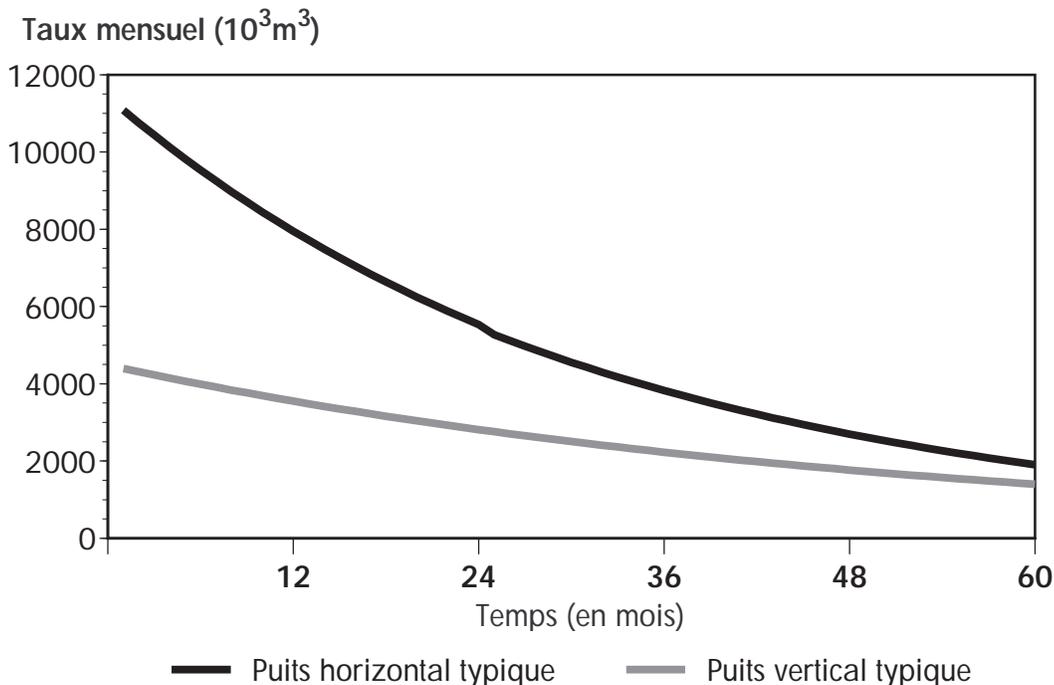
Ce gisement a généré une production de gaz à partir de 1968 et compte encore 17 puits en production, soit 6 puits horizontaux et 11 puits verticaux. Plus de 90 pour cent de la production cumulative enregistrée jusqu'à ce jour, soit 40 589 10⁶m³ de gaz, a été extraite des 27 puits verticaux avant la mise en production des puits horizontaux, en 1994. Depuis cette date, un total de 3 869,1 10⁶m³ de gaz brut a été produit. Cette production provient de six puits horizontaux (1 703 10⁶m³ de gaz), de trois nouveaux puits verticaux (116 10⁶m³ de gaz) et de huit anciens puits verticaux (2 050 10⁶m³). Au total, 16 puits verticaux ont été abandonnés après l'enregistrement de faibles taux de production mensuels et de ratios eau/gaz élevés. La plupart de ces puits ont été abandonnés parce qu'ils ne conservaient plus un taux de production constant supérieur à 1 000 10³m³/mois.

Les six puits horizontaux ont fait l'objet de travaux de rentrée. Chacun de ces puits a été complété dans un sondage où un puits vertical productif avait été provisoirement fermé. Le puits horizontal Yoyo c-032-I/094-I-13 a été recomplété en 1995, après l'abandon du puits vertical en 1993. Il a généré une production d'environ 346 10⁶m³ de gaz brut en moins de trois ans, soit l'équivalent du volume qui, d'après l'historique de ses données de production, été extrait d'un puits vertical en cinq ans. Le puits Yoyo a-002-L/094-I-14 a été recomplété en 1994 et a généré une production totale de 270 10⁶m³ de gaz brut en quatre ans. Le sondage vertical avait généré 3 272 10⁶m³ en 23 années de production. En dedans de quatre ans les puits Yoyo d-007-L/094-I-14 et Yoyo c-020-L/094-I-14 ont respectivement généré 491 10⁶m³ et 277 10⁶m³ de gaz brut. Le puits Yoyo c-018-L/094-I-14 a produit 115 10⁶m³ en deux ans et le puits Yoyo c-A018-L/094-I-14 a généré 128 10⁶m³ en trois ans.

D'après le rendement des puits, l'analyse montre que le taux de production de gaz initial d'un puits horizontal type est environ de 11 000 10³m³/mois pour diminuer à près de 7 700 10³m³/mois après un an, puis à environ 3 700 10³m³/mois après trois ans (graphique 13). Le taux de production de

GRAPHIQUE 13

Gisement Yoho Pine Point A



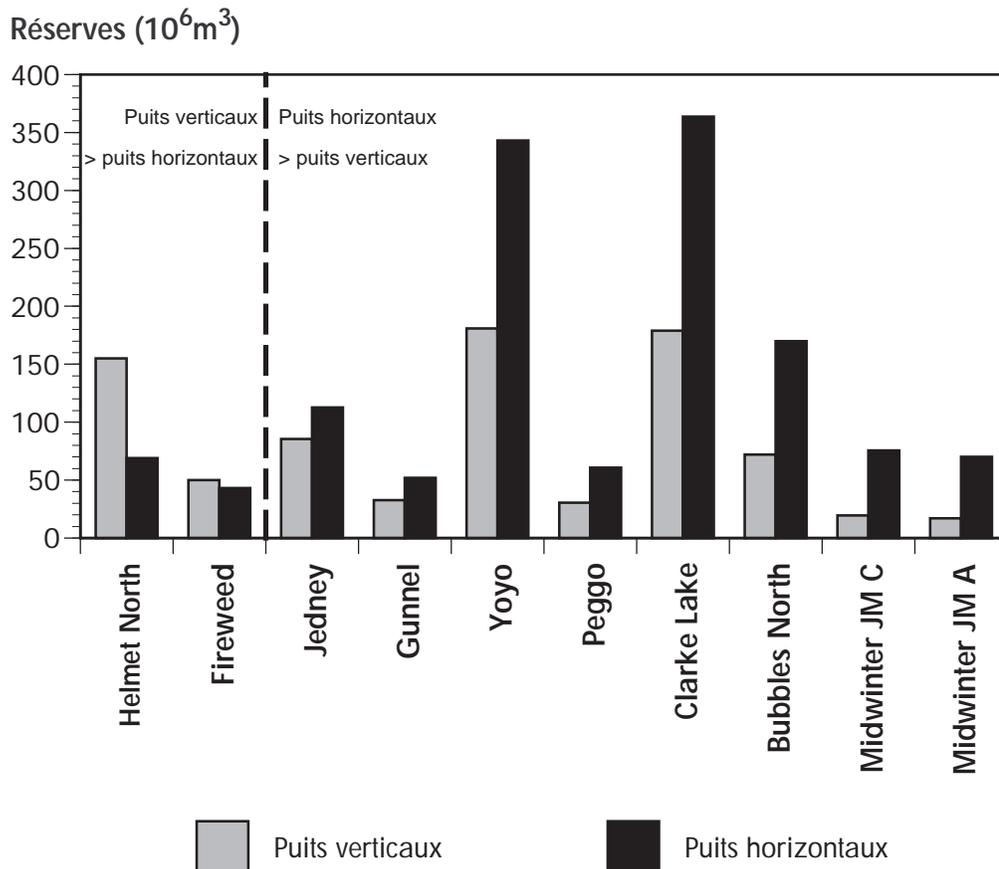
gaz initial d'un puits vertical type se situe à environ $4\,400\,10^3\text{m}^3/\text{mois}$, pour baisser à $3\,500\,10^3\text{m}^3/\text{mois}$ après un an, puis à environ $2\,200\,10^3\text{m}^3/\text{mois}$ après trois ans. La récupération que l'on prévoit tirer d'un puits horizontal devrait se situer dans la plage de 180 à $680\,10^6\text{m}^3$ de gaz, ce qui correspond à environ le double de la récupération projetée se situant dans la plage de 100 à $210\,10^6\text{m}^3$ pour un puits vertical type.

ASPECTS FINANCIERS

La rentabilité d'un puits de gaz vertical ou horizontal type est évaluée selon la notion de coût de l'offre intégral à l'arrivée à l'usine, ce qui correspond à l'ensemble des coûts associés à l'exploration et au développement des puits de gaz exprimés sous la forme d'un coût moyen par unité de production. Les principaux éléments de coûts sont les coûts en capital associés aux travaux d'exploration et de développement, les dépenses d'exploitation et les coûts de production, les taxes provinciales et fédérales, les redevances exigibles à l'égard des ressources et le taux de rendement minimal requis (dix pour cent). Les coûts de l'offre ont été calculés selon le Programme d'évaluation économique pétrolière (PÉÉP¹) élaboré par la société Merak Projects Ltd.

GRAPHIQUE 14

Comparaison des réserves estimatives des puits par type de puits



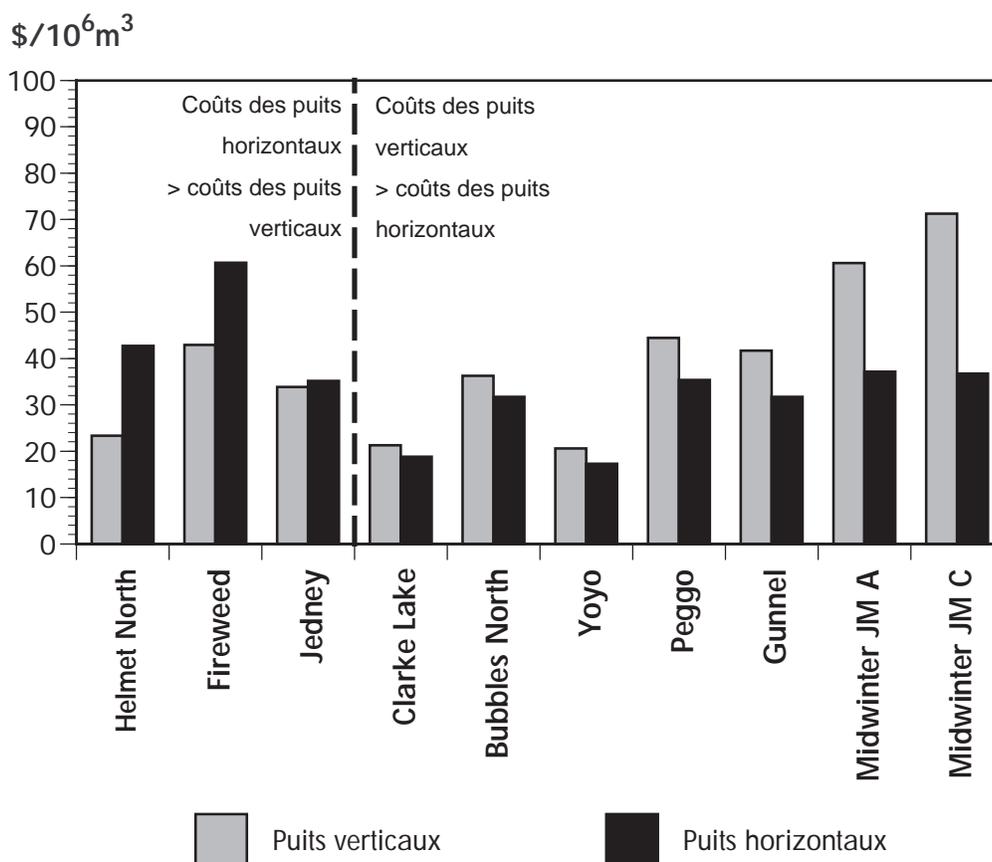
¹ Les détails de ce programme ainsi que la notion de coût de l'offre sont traités à l'aliéna 7.1.6 du document *L'énergie au Canada : Offre et demande 1993-2010 de l'ONÉ*.

Les données relatives aux coûts en capital ont été obtenues par l'examen des coûts d'origine tant pour les puits verticaux que pour les puits horizontaux forés dans les zones visées par cette étude. Les coûts moyens de forage et de complétion d'un puits vertical dans un de ces dix gisements s'échelonnent entre 1 million et 1,2 million de dollars environ. Dans le cas d'un puits horizontal, ces coûts se situent entre 1,4 million et 1,7 million de dollars, soit approximativement 1,5 fois le coût engagé pour un puits vertical. Les dépenses d'exploitation moyennes varient entre 8,65 \$ et 17,49 \$ par 10^3m^3 de gaz produits.

Les études susmentionnées semblent indiquer que les puits horizontaux forés dans les gisements Helmet North et Fireweed ne permettent pas de récupérer plus de gaz que les puits verticaux (graphique 14). Dans les cas des huit autres gisements, le forage d'un puits horizontal devrait permettre d'enregistrer une hausse de la récupération globale qui passerait d'aussi peu que 20 pour cent à près de 200 pour cent. Le graphique et le tableau qui suivent mettent en rapport les réserves prévues et les coûts de l'offre de puits horizontaux types et ceux de puits verticaux types (tableau 3). Ces données permettent de constater assez facilement, en fonction du coût à la sortie de l'usine, que tous les puits verticaux, sauf ceux du gisement Midwinter Jean Marie A (graphique 15), sont rentables, compte tenu d'un prix du gaz de 70 $\$/10^6\text{m}^3$. Tous les puits horizontaux sont également rentables, compte tenu d'un prix du gaz de 70 $\$/10^6\text{m}^3$. Les coûts en capital des puits horizontaux étant plus élevés, les puits de ce type doivent permettre de récupérer au moins 35 pour cent plus de ressources qu'un puits vertical foré dans le même gisement, ce qui a par ailleurs été confirmé pour sept des dix gisements analysés dans le cadre de cette étude.

GRAPHIQUE 15

Coûts de l'offre



T A B L E A U 3

Réserves projetées et coûts de l'offre

	Réserves (10 ³ m ³)			Coûts de l'offre (\$/10 ³ m ³)		
	Puits verticaux	Puits horizontaux	Ratio puits horizontaux sur puits verticaux	Puits verticaux	Puits horizontaux	Ratio puits horizontaux sur puits verticaux
Bubbles North	72	170	2,38	36,28	31,70	0,87
Clarke Lake	179	364	2,03	21,25	18,77	0,88
Fireweed	51	44	0,87	42,89	60,63	1,41
Gunnel	36	58	1,61	41,71	31,70	0,76
Helmet North	155	69	0,45	23,36	42,69	1,83
Jedney	90	117	1,30	33,83	35,17	1,04
Midwinter JM A	24	82	3,48	60,58	37,14	0,61
Midwinter JM C	17	80	4,57	71,27	36,74	0,52
Peggo	30	58	1,91	44,43	35,36	0,80
Yoyo	209	363	1,74	20,59	17,26	0,84

CONCLUSIONS DE L'ANALYSE

Les résultats de la présente analyse semblent indiquer que les projets de forage de puits de gaz horizontaux sont généralement plus productifs que les puits verticaux et permettent d'accroître le facteur de récupération des réservoirs de gaz parvenus à maturité. Le forage horizontal est généralement utilisé lorsqu'il importe de tenir compte de facteurs techniques complexes déterminés par les paramètres spécifiques du réservoir ciblé. Ces paramètres comprennent généralement la perméabilité de la roche réservoir, la surface de contact accrue entre le trou de sonde et l'horizon producteur, et/ou la propension prévue du réservoir à former des cônes d'eau provenant soit d'autres parties du réservoir, soit de roches voisines.

La perméabilité productive d'un puits horizontal est généralement déterminée par la combinaison de sa perméabilité par fracturation et de la perméabilité de sa matrice. Les puits horizontaux forés en vue de croiser des fractures verticales ont presque toujours permis d'enregistrer des taux de production initiale beaucoup plus élevés que les puits verticaux avoisinants. Les coûts comparativement plus élevés d'un puits horizontal font en sorte que chaque projet de forage de ce type de puits doit être analysé avec soin afin d'optimiser les travaux de forage et de complétion.

La roche réservoir de la Formation Jean Marie constitue de loin le plus grand regroupement de forages horizontaux. À la fin de l'année 1998, 81 puits de gaz horizontaux avaient été forés dans cette formation. Les puits horizontaux forés dans la Formation Jean Marie, à l'exception des six puits horizontaux du gisement Helmet North, sont par conséquent plus productifs que les puits de limite verticaux traditionnels.

Dans le cas des puits horizontaux forés avec succès, le rendement supérieur des puits de gaz est généralement attribuable à la réunion d'un certain nombre de facteurs. Tout d'abord, les exploitants sont souvent en mesure de tirer la production d'un réservoir avec un nombre moins important de puits horizontaux, puisque le trou de sonde de chacun de ces puits permet d'extraire de la roche réservoir un plus grand volume que le trou de sonde d'un puits vertical. En second lieu, les taux de production d'un puits horizontal peuvent dépasser de nombreuses fois ceux des puits verticaux. Un taux de production plus élevé se traduit, dans le cas d'un projet de forage horizontal, par une récupération accrue et par un taux de rendement plus élevé que dans le cas d'un projet de forage vertical. De plus, on prévoit généralement qu'un puits horizontal foré avec succès réduira les coûts de l'offre d'au moins 10 pour cent. Troisièmement, le forage d'un puits horizontal peut éviter ou retarder considérablement l'apparition de problèmes de production.

ANNEXES

A N N E X E 1

Liste des exploitants de puits de gaz horizontaux en Colombie-Britannique (fin 1998)

	Puits de gaz abandonnés	Puits de gaz	Puits de gaz potentiel	Puits provisoirement fermés	Puits d'essai de gaz	Total
Anderson Expl Ltd.		1				1
Anderson Rsres Ltd.		1				1
Beau Cda Expl Ltd.		16	1		2	19
Berkley Petrl Corp.	1	12	3	4		20
Blue Range Rsrc Corp.		8		1		9
Cabre Expl Ltd.		1				1
Cannat Rsres Inc.	1	4	2	1		8
Cdn Nat Rsres Ltd.		2	1	4		7
Crestar Enrg Inc.	1	2		1		4
Home Oil Comp Ltd.	1	8		1	1	11
Interaction Rsres Ltd.				1		1
Intl Colin Enrg Corp.	1					1
Jet Enrg Corp.			3			3
Mobil Oil Cda.	2	4				6
Numac Enrg Inc.		1				1
Pan East Petrl Corp.		5				5
Penn West Petrl Ltd.		6				6
Petro-Cda O&G	3	36	8	4	1	52
Pioneer Nat Rsres Cda Inc.			2			2
Poco Petrls Ltd.	6	3	1	3		13
Pursuit Rsres Corp.				2		2
Ranger Oil Ltd.		35	3	3		41
Remington Enrg Ltd.		7	3		2	12
Shiningbank Enrg Ltd.			1			1
Summit Rsres Ltd.		7				7
Suncor Enrg Inc.		2	1			3
Talisman Enrg Inc.			1	1		2
Tarragon O&G Ltd.		2	3	3		8
Union Pacific Rsres Inc.		10				10
Unocal Cda Ltd.		4				4
Wascana Enrg Inc.	1	5		1		7
Total	17	179	32	30	6	268

A N N E X E 2 P A R T I E A

État des puits de gaz horizontaux en Colombie-Britannique (fin 1998)

Gisement	Puits de gaz abandonnés	Puits d'injection de gaz	Puits de gaz	Puits de gaz potentiel multizone	Puits de gaz potentiel	Puits provisoirement fermés	Puits d'essai de gaz	Ab. gaz
ADSETT SLAVE POINT A						1		1
AITKN CK GETHING A		2	2					4
BBBLES N BLDL/U C LK A			4					4
BCK CK W BALDONNEL F			2					2
BEG BALDONNEL A			4					4
BEG BALDONNEL C			1			1		2
BEG BALDONNEL E							1	1
BIRCH BALDONNEL A			1					1
BIRCH BALDONNEL H						1		1
BIRLY CK BALDONNEL			1					1
BIRLY CK BALDONNEL B			1					1
BLLMSE W PRDNT-BLDNL D	1		1					2
BOULDER PRDNT-BLDNL B			1					1
CACHE CK DOIG G							1	1
CLRKE LK SLAVE POINT A	1		7					8
EVIE BNK PINE POINT	1							1
EVIE BNK SLAVE POINT A	1							1
F S J SE BALDONNEL A			2					2
F S J SE HALFWAY A			1					1
F ST JHN BALDONNEL B			1					1
F ST JHN L BELLOY A			1					1
FIREWEED BALDONNEL E			4					4
FIREWEED BLUESKY			1					1
FIREWEED DUNLEVY			1					1
GUNNEL JEAN MARIE A	1		7			1		9
GUNNEL JEAN MARIE B			2					2
HELMET JEAN MARIE			2					2
HELMET JEAN MARIE A			1					1
HELMET JEAN MARIE F			4					4
HELMET N JEAN MARIE A			6			1		7
HOFFARD SLAVE POINT D			1					1
JEDNEY BLDL/U C LK A			11					11

(suite)

A N N E X E 2 P A R T I E B

État des puits de gaz horizontaux en Colombie-Britannique (fin 1998)

Gisement	Puits de gaz abandonnés	Puits d'injection de gaz	Puits de gaz	Puits de gaz potentiel multizone	Puits de gaz potentiel	Puits provisoirement fermés	Puits d'essai de gaz	Ab. gaz
KTCHO LK SLAVE POINT A						1		1
KTH LK E SLAVE POINT C			1					1
LPRSE CK BLDL/U C LK A			2					2
MDWINTER JEAN MARIE			1					1
MDWINTER JEAN MARIE A			6					6
MDWINTER JEAN MARIE C			15					15
MURRAY BALDONNEL B						1		1
MURRAY PRDNT-BLDNL B	1					1		2
NIG CK BALDONNEL A			2					2
OTH AREA JEAN MARIE			6				1	7
OTH AREA SLAVE POINT	1							1
OTH AREA UNKNOWN			2					2
PARKLAND WABAMUN A			1					1
PEGGO JEAN MARIE			1					1
PEGGO JEAN MARIE A	1		20			1	1	23
PEGGO JEAN MARIE B			2					2
PICKELL BALDONNEL						1		1
PRSPATOU BALDONNEL			1					1
SAHTANEH PINE POINT C	1					1		2
SIERRA PINE POINT A			4					4
SIKANNI DEBOLT A			1					1
SIPHON DUNLEVY A			1					1
STDDRT W DOIG E		1						1
STDDRT W DUNLEVY B			1					1
STDDRT W DUNLEVY D			1					1
STDDRT W GETHING			1					1
STDDRT W HALFWAY C			1					1
TMMY LKS HALFWAY A			1					1
TSEA JEAN MARIE A			1					1
YOYO PINE POINT A			6					6
YOYO SLAVE POINT A			1					1
UNIDENTIFIED						1		1
Total	17	3	179	1	32	30	6	268

A N N E X E 3

Puits de gaz horizontaux en Colombie-Britannique

État	Nombre	Prod. cum. gaz (10 ⁶ m ³)	Prod. cum. pétrole (m ³)	Prod. cum. eau (10 ³ m ³)
Puits de gaz abandonnés	17	239,8	0,4	20
Puits d'injection de gaz	3	169,8	14 649	0,1
Puits de gaz	179	9 430,7	8 435,1	418,3
Puits de gaz potentiels multizones	1			
Puits de gaz potentiel	32			
Puits provisoirement fermés	30	322,2	284,3	6,8
Puits d'essai de gaz	6	62,1	1 626,6	0,1
Total global	268	10 224,6	24 995,4	445,3

A N N E X E 4

Profile de production des puits de gaz en Colombie-Britannique

Taux de production projeté ($10^3\text{m}^3/\text{mois}$)

		Initial	Après 1 an	Après 2 ans	Après 3 ans
Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	1 327	1 240	1 159	1 084
	horizontal	4 848	2 851	2 402	2 167
	ratio	3,7	2,3	2,1	2
Clarke Lake Slave Point A	vertical	4 000	3 200	2 644	2 145
	horizontal	12 100	7 600	55 904	4 345
	ratio	3	2,4	2,2	2,2
Fireweed Baldonnel E	vertical	1 670	1 257	923	609
	horizontal	2 887	1 131	659	435
	ratio	1,7	0,9	0,7	0,7
Gunnel Jean Marie A	vertical	1 300	900	600	420
	horizontal	4 500	1 250	850	560
	ratio	3,5	1,4	1,4	1,3
Helmet North Jean Marie A	vertical	3 000	2 650	2 350	2 100
	horizontal	1 450	1 210	1 000	830
	ratio	0,5	0,5	0,4	0,4
Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	2 500	1 900	1 400	1 050
	horizontal	4 650	2 300	1 700	1 300
	ratio	1,8	1,2	1,2	1,2
Midwinter Jean Marie A	vertical	688	483	403	341
	horizontal	3 070	1 588	1 168	925
	ratio	4,5	3,3	2,9	2,7
Midwinter Jean Marie C	vertical	487	414	334	254
	horizontal	3 260	1 512	1 042	766
	ratio	6,6	3,7	3,1	3
Peggo Jean Marie A	vertical	1 000	700	487	350
	horizontal	2 700	1 440	934	629
	ratio	2,2	2,1	1,9	1,9
Yoyo Pine Point A	vertical	4 400	3 480	2 800	2 200
	horizontal	11 000	7 710	5 500	3 700
	ratio	2,5	2,2	1,9	1,7

A N N E X E 5

Profile de récupération des ressources des puits de gaz en Colombie-Britannique

Récupération projetée ($10^3\text{m}^3/\text{mois}$)

		Après 1 an	Après 2 ans	Après 3 ans	Cumulative
Bubbles North Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	15,4	29,9	43,4	71,5
	horizontal	42,5	73,9	101,3	170,3
	ratio	2,8	2,5	2,3	2,4
Clarke Lake Slave Point A	vertical	43,4	78,5	107	178,8
	horizontal	114	194,1	257	363,3
	ratio	2,6	2,5	2,4	2
Fireweed Baldonnel E	vertical	17,5	30,2	39,7	56,6
	horizontal	20,8	30,8	37,2	49,8
	ratio	1,2	1	0,9	0,9
Gunnel Jean Marie A	vertical	13,2	22,3	28,5	35,8
	horizontal	25,4	38,2	46,5	57,6
	ratio	1,9	1,7	1,6	1,6
Helmet North Jean Marie A	vertical	32,5	59,1	80,9	155,4
	horizontal	16,1	29,4	40,5	68,9
	ratio	0,5	0,5	0,5	0,5
Jedney Baldonnel/Upper Charlie Lake A	vertical	26,7	46,7	61,7	89,6
	horizontal	37,5	61,5	79,5	116,7
	ratio	1,4	1,3	1,3	1,3
Midwinter Jean Marie A	vertical	6,5	11,1	11,5	23,5
	horizontal	24,9	40,9	43,2	81,9
	ratio	3,8	3,7	3,8	2,9
Midwinter Jean Marie C	vertical	5,6	10,2	14,1	17,4
	horizontal	24,9	39,7	50,3	70,9
	ratio	4,4	3,9	3,6	4,1
Peggo Jean Marie A	vertical	10,3	17,4	22,4	27,4
	horizontal	22,9	36,9	46,2	57,6
	ratio	2,2	2,1	2,1	2,1
Yoyo Pine Point A	vertical	15,4	29,9	43,4	71,5
	horizontal	42,5	73,9	101,3	170,3
	ratio	2,8	2,5	2,3	2,4

A N N E X E 6

Récupération projetée des puits de gaz (10⁶m³)

	Vertical				Horizontal			
	Minimale	Type	Moyenne	Maximale	Minimale	Type	Moyenne	Maximale
Bubbles North	60	112	116	211	116	220	224	427
Clarke Lake	54	131	169	362	264	495	503	959
Fireweed	32	60	62	113	40	77	78	147
Gunnel	16	30	36	71	58	101	123	238
Helmet North	81	129	154	271	33	72	67	124
Jedney	35	69	86	172	82	160	162	309
Midwinter JM A	24	77	73	134	48	92	89	176
Midwinter JM C	5	17	21	46	46	108	109	196
Peggo	15	31	30	64	37	68	72	132
Yoyo Pine Pt A	98	197	205	372	182	393	357	684

A N N E X E 7

Puits de gaz horizontaux reconstitués en Colombie-Britannique

Désignation du puits	Début du forage	Date de complétion	Champ	Gisement	Prod. Cum. Gaz (10 ⁶ m ³)	Prod. Cum. eau (10 ³ m ³)
200/b-028-L/094-I-14/02	2/27/64	10/15/96	YOYO	PINE POINT A	115,8	25,3
200/d-013-J/094-J-10/02	12/4/65	2/9/96	CLRKE LK	SLAVE POINT A	437,7	15,9
200/c-006-L/094-I-14/02	12/22/66	3/11/94	YOYO	PINE POINT A	491,4	14
200/a-002-L/094-I-14/02	1/21/68	8/17/94	YOYO	PINE POINT A	269,9	105,1
200/d-094-L/094-J-10/02	1/19/72	8/25/97	CLRKE LK	SLAVE POINT A	16	6,6
200/c-036-L/094-I-13/03	12/8/75	12/12/97	YOYO	SLAVE POINT A	2,1	0,4
200/d-007-J/094-I-14/03	12/15/75	3/28/96	KTH LK E	SLAVE POINT C	24	2,8
200/b-032-L/094-I-13/02	1/21/76	10/7/95	YOYO	PINE POINT A	345,5	24,8
200/b-030-L/094-I-14/02	1/19/78	8/20/94	YOYO	PINE POINT A	276,9	104,1
200/d-019-L/094-I-14/02	1/8/79	7/21/95	YOYO	PINE POINT A	203,5	12,9
102/02-26-087-21W6/03	10/28/85	9/4/96	STDDRT W	DUNLEVY B	107,6	0,6
Total global					2 290,3	312,4

A N N E X E 8

Puits de gaz horizontaux productifs en Colombie-Britannique, par gisement

Gisement	Nombre	Production cumulative de gaz (10 ⁶ m ³)	Production cumulative de pétrole (10 ⁶ m ³)	Production cumulative d'eau (10 ⁶ m ³)
BALDONNEL	2	9,4	0	0,1
BALDONNEL A	9	238,4	0,8	11,4
BALDONNEL B	2	9,1	0	0,6
BALDONNEL C	1	40,2	0	0,7
BALDONNEL E	4	153	0	15,2
BALDONNEL F	2	72,5	0,8	0,3
BLDL/U C L K A	17	1 147,9	0,8	25,8
BLUESKY	1	11,5	0	0,4
DEBOLT A	1	14,1	0	0
DUNLEVY	1	13,7	0	0,8
DUNLEVY A	1	29,4	0	2,5
DUNLEVY B	1	107,6	0	0,6
DUNLEVY D	1	16,4	0	2,3
GETHING	1	0,9	0	0
GETHING A	2	1 181,5	0	0,2
HALFWAY A	2	10	0	0,1
HALFWAY C	1	68,5	0	0,5
JEAN MARIE	10	48,7	0,2	0,2
JEAN MARIE A	41	1 774,4	5,8	10,3
JEAN MARIE B	4	25,2	0	0,2
JEAN MARIE C	15	470,9	0,2	2,2
JEAN MARIE F	4	68,3	0,4	0,1
LWR BELLOY A	1	1,3	0	0
PINE POINT A	10	2 218,9	0	290,9
PRDNT-BLDNL B	1	441,1	0	0,7
PRDNT-BLDNL D	1	109,5	0	8
SLAVE POINT A	8	983	0	40,5
SLAVE POINT C	1	24	0	2,8
SLAVE POINT D	1	54,9	0	0,8
UNKNOWN	2	17,8	0,1	0
WABAMUN A	1	68,6	0	0,3
Total	149	9 430,7	8,4	418,3



Canada