

This document was produced  
by scanning the original publication.

Ce document est le produit d'une  
numérisation par balayage  
de la publication originale.



COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA  
BULLETIN 518

# RESSOURCES EN GAZ DE LA SUCCESSION DU CRÉTACÉ SOMMITAL POSTÉRIEURE AU GROUPE DE COLORADO DANS LE BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST DU CANADA (PLAINES INTÉRIEURES)

A.P. Hamblin et P.J. Lee



1997



Natural Resources  
Canada

Ressources naturelles  
Canada

Canada

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA  
BULLETIN 518

**RESSOURCES EN GAZ DE LA SUCCESSION  
DU CRÉTACÉ SOMMITAL POSTÉRIEURE AU  
GROUPE DE COLORADO DANS LE BASSIN  
SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST DU CANADA  
(PLAINES INTÉRIEURES)**

**ANALYSE GÉOLOGIQUE DES ZONES GAZÉIFÈRES  
ET ÉVALUATION DES RESSOURCES**

A.P. Hamblin et P.J. Lee

1997

Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1997  
N° de cat. M42-518F  
ISBN 0-660-95567-9

En vente au Canada dans les  
bureaux de la Commission géologique du Canada suivants :

601, rue Booth  
Ottawa (Ontario) K1A 0E8

3303-33rd Street N.W.  
Calgary, Alberta T2L 2A7

101-605 Robson Street  
Vancouver, British Columbia V6B 5J3

ou par l'entremise du

Groupe Communication Canada Éditions  
Ottawa (Ontario) K1A 0S9

Un exemplaire de dépôt légal de la présente publication peut également  
être consulté dans certaines bibliothèques publiques du Canada.

This publication is also available in English

Prix sujet a changement sans préavis

**Illustration de la page couverture**

Stratification inclinée bien développée dans des unités hétérolithiques composées d'une fine interstratification de grès fins et de siltstones formant un faisceau de 10 m d'épaisseur, Formation d'Oldman du Groupe de Belly River, le long de la rivière Bow, près de Hays, en Alberta. Cette stratification témoigne d'une accréation latérale dirigée vers le nord-est au sein d'un chenal de cours d'eau méandrique soumis à l'influence des marées. Dans la subsurface, les équivalents latéraux riches en grès de ce faciès forment des réservoirs desquels on extrait du gaz et ils définissent une zone gazéifère du Crétacé supérieur montrant un potentiel gazéifère important. Carton : Dans les plaines de l'Alberta méridionales, des restes de dinosaures sont fréquemment observés dans les strates du Groupe de Belly River, du Group d'Edmonton et de la Formation de Scollard. Cet os d'un membre d'hadrosaure a été trouvé dans des grès d'un chenal fluvial attribués au Groupe d'Edmonton, dans la vallée de la rivière Red Deer.

**Lecture critiques**

*W. Warters*

*D. Gibson*

**Adresses des auteurs**

***A.P. Hamblin***

*Commission géologique du Canada  
3303-33rd Street N.W.  
Calgary, Alberta T2L 2A7*

***P.J. Lee***

*Perspective Information Inc.  
P.O. Box 81133  
755 Lake Bonavista Drive S.E.  
Calgary, Alberta T2J 7C9*

*Réception du manuscrit original : 1995-10*

*Approbation de la version final pour publication : 1997-04*

## PRÉFACE

Le ministère des Ressources naturelles du Canada réalise sur une base continue des évaluations des ressources en pétrole et en gaz des grands bassins sédimentaires du Canada. Ces évaluations fournissent des estimations objectives des ressources en pétrole et en gaz du Canada, produisent des données pour la prévision des approvisionnements futurs et constituent une base pour bien gérer et planifier l'utilisation des ressources.

Le gaz naturel joue un rôle de plus en plus important dans l'industrie pétrolière, comme en témoigne la construction au cours des dernières années de nouvelles installations de collecte de la production, ainsi que de l'infrastructure de transport s'y rattachant. La création de nouveaux marchés intérieurs et d'exportation pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada se traduit par une demande accrue d'une substance qui est devenue le combustible de choix pour de nombreuses applications. L'estimation systématique de la quantité de gaz naturel qu'il reste à découvrir et des conditions économiques dans lesquelles celui-ci peut être extrait et vendu continue donc d'être une grande priorité de Ressources naturelles Canada.

La présente étude décrit la géologie pétrolière des zones d'exploration dans la succession sédimentaire du Crétacé sommital et du Tertiaire et fournit une évaluation du potentiel gazier demeurant à être découvert. L'analyse géologique et l'évaluation des ressources ont été entreprises par la Commission géologique du Canada (CGC) à Calgary. Les estimations du potentiel gazier, exprimées en termes probabilistes, ont été préparées au moyen de techniques statistiques mises au point par la CGC.

Le présent rapport fait partie d'une série de publications sur les ressources en gaz naturel de l'Ouest du Canada. L'information contenue dans ces rapports permettra d'établir une synthèse régionale de la géologie pétrolière et nous aidera à évaluer les cibles d'exploration et les possibilités de mise en valeur dans l'Ouest du Canada. Ces études permettent aussi de mieux connaître la géologie pétrolière et témoignent des progrès réalisés dans les méthodes d'évaluation technique et économique des ressources.

M.D. Everell  
Sous-ministre adjoint  
Secteur des sciences de la Terre

## PREFACE

Appraisals of oil and gas resources in the major sedimentary basins of Canada are undertaken on a continuing basis by Natural Resources Canada. These appraisals provide objective estimates of Canada's oil and gas resources, generate data for forecasting future supply, and serve as a basis for efficient resource management and planning.

Natural gas is playing an increasingly important role in the petroleum industry. This has been demonstrated in the last few years with the building of new production gathering facilities and transportation infrastructure. The creation of new domestic and export markets for western Canadian natural gas is resulting in an increased demand for what has become the fuel of choice for many applications. Thus the systematic estimation of both the amount of undiscovered natural gas and the economic conditions under which it may be extracted and sold continues to be an important priority of Natural Resources Canada.

This study describes the petroleum geology of uppermost Cretaceous-Tertiary exploration plays, and provides an assessment of remaining natural gas potential. The geological analysis and resource assessment were undertaken by the Geological Survey of Canada (Calgary). The estimates of potential, expressed in probabilistic terms, were prepared using statistical techniques developed by GSC.

This report is one in a series of publications on the natural gas resources of western Canada. The information in these reports will provide a regional synthesis of petroleum geology and will assist in evaluating opportunities for exploration and development in western Canada. The studies also further the understanding of petroleum geology, showing progress in methodologies of resource assessment and economic evaluation.

M.D. Everell  
Assistant Deputy Minister  
Earth Sciences Sector

## TABLE DES MATIÈRES

|    |  |
|----|--|
| 1  | RÉSUMÉ   |
| 1  | ABSTRACT   |
| 2  | SOMMAIRE   |
| 3  | SUMMARY  |
| 5  | INTRODUCTION   |
| 5  | Portée   |
| 6  | But  |
| 6  | Terminologie   |
| 7  | Méthode et contenu   |
| 8  | MÉTHODE D'ÉVALUATION DES RESSOURCES  |
| 8  | Analyse quantitative   |
| 8  | Définition géologique d'une zone gazéifère   |
| 8  | Compilation des données sur une zone gazéifère                                     |
| 9  | Modèle de processus de découverte  |
| 14 | Distribution du volume des gisements   |
| 15 | Estimation des ressources et du potentiel des zones gazéifères                     |
| 16 | Estimation des ressources des zones gazéifères sommairement explorées et possibles |
| 17 | CADRE GÉOLOGIQUE   |
| 17 | Introduction   |
| 20 | Notions générales sur la tectonique des bassins d'avant-pays                       |
| 20 | Orogenèse du Laramide et remplissage du bassin                                     |
| 20 | Stratigraphie régionale  |
| 23 | Assemblage 1 : Formation de Milk River   |
| 24 | Assemblage 2 : Groupe de Belly River   |
| 31 | Assemblage 3 : Groupe d'Edmonton   |
| 33 | Assemblage 4 : Formation de Scollard   |
| 34 | Assemblage 5 : Formation de Paskapoo   |
| 34 | ROCHES MÈRES, ROCHES RÉSERVOIRS ET MÉCANISMES DE PIÉGEAGE                          |
|    | ZONES GAZÉIFÈRES PROUVÉES : DÉFINITION GÉOLOGIQUE ET                               |
|    | ÉVALUATION DES RESSOURCES  |
| 36 | Zone gazéifère composite de la partie supérieure du Groupe de Colorado             |
| 36 | Formations de Medicine Hat et de Milk River  |
| 41 | Zones gazéifères du Groupe de Belly River  |
| 41 | Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 1, faciès littoraux             |
| 45 | Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 2, faciès littoraux             |
| 47 | Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 3, faciès littoraux             |
| 50 | Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 4, faciès littoraux             |
| 55 | Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 5, faciès littoraux             |
| 57 | Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 6, faciès littoraux             |
| 61 | Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 7, faciès littoraux             |
| 63 | Formation de Foremost («Belly River basal»), faciès fluviatiles                    |
| 69 | Formation d'Oldman (Membre de Comrey), faciès fluviatiles                          |
| 72 | Formation de Dinosaur Park, faciès de remplissage de vallée estuarienne            |
| 75 | Zones gazéifères du Groupe d'Edmonton  |
| 75 | Groupe d'Edmonton, faciès littoraux  |
| 78 | Groupe d'Edmonton, faciès fluviatiles  |
| 81 | Zone gazéifère de la Formation de Scollard   |
| 81 | Formation de Scollard, Grès basal  |
| 83 | Résultats  |

84 ZONE POSSIBLE : DÉFINITION GÉOLOGIQUE

84 Zone gazéifère de la Formation de Paskapoo

84 Formation de Paskapoo, Grès basal

85 Analyse de la zone gazéifère possible

85 DISCUSSION DES RÉSULTATS

86 Zones gazéifères bien explorées

88 Volumes totaux

88 CONCLUSIONS

88 REMERCIEMENTS

89 RÉFÉRENCES

LISTE DES FIGURES

- 5 1. Ressources gazières du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada
- 8 2. Répartition et épaisseur de la succession postérieure au Groupe de Colorado dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada
- 12 3. Carte de l'étendue de la zone gazéifère du cycle 4 du «Belly River basal»
- 13 4. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère du cycle 4 du «Belly River basal»
- 14 5. Relation entre la valeur de vraisemblance et le nombre total de gisements, N
- 14 6. Distribution du volume des gisements dans la zone gazéifère du cycle 4 du «Belly River basal»
- 15 7. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère du cycle 4 du «Belly River basal»
- 15 8. Distribution de probabilités des ressources (A) et du potentiel (B) des zones gazéifères
- 16 9. Volumes de gaz en place cumulés des gisements de la zone gazéifère du cycle 4 du «Belly River basal»
- 16 10. Séquence de découverte des gisements de gaz des sept cycles du «Belly River basal»
- 17 11. Volume de gaz en place des gisements en fonction du rang des zones des sept cycles du «Belly River basal»
- 18 12. Répartition de la succession postérieure au Groupe de Colorado dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada
- 22 13. Tableau de corrélation stratigraphique de la succession postérieure au Groupe de Colorado dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada
- 23 14. Coupe stratigraphique de la Formation de Milk River, dans le sud de l'Alberta
- 26 15. Stratigraphie interne et diagraphie géophysique type du Groupe de Belly River
- 27 16. Coupe schématique ouest-est du Groupe de Belly River, dans le sud de l'Alberta
- 28 17. Coupe stratigraphique ouest-est des cycles de faciès littoraux de progradation du «Belly River basal», dans le sud de l'Alberta
- 29 18. Évolution des systèmes sédimentaires du Groupe de Belly River au Campanien dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada
- 30 19. Coupe stratigraphique des formations d'Oldman et de Dinosaur Park
- 32 20. Stratigraphie interne et signature diagraphique type du Groupe d'Edmonton
- 33 21. Stratigraphie interne et signature diagraphique type de la Formation de Scollard
- 37 22. Carte de la zone gazéifère formée de la Formation de Milk River (et des unités équivalentes)
- 39 23. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des formations de Medicine Hat et de Milk River
- 40 24. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des formations de Medicine Hat et de Milk River
- 42 25. Isopaque de cinq mètres de grès purs de chaque cycle du «Belly River basal»
- 43 26. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 1 de la Formation de Foremost
- 44 27. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 2 de la Formation de Foremost
- 45 28. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 2 de la Formation de Foremost

- 46 29. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 2 de la Formation de Foremost
- 47 30. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 3 de la Formation de Foremost
- 48 31. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 3 de la Formation de Foremost
- 49 32. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 3 de la Formation de Foremost
- 51 33. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost
- 52 34. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost
- 53 35. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost
- 54 36. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 5 de la Formation de Foremost
- 55 37. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 5 de la Formation de Foremost
- 56 38. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 5 de la Formation de Foremost
- 57 39. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 6 de la Formation de Foremost
- 58 40. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 6 de la Formation de Foremost
- 59 41. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 6 de la Formation de Foremost
- 60 42. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 7 de la Formation de Foremost
- 61 43. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 7 de la Formation de Foremost
- 62 44. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 7 de la Formation de Foremost
- 64 45. Carte de la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles de la Formation de Foremost
- 66 46. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles de la Formation de Foremost
- 67 47. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles de la Formation de Foremost
- 68 48. Carte de la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles de la Formation d'Oldman.
- 70 49. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles de la Formation d'Oldman
- 71 50. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles de la Formation d'Oldman
- 72 51. Carte de la zone gazéifère formée des faciès de remplissage de vallée de la Formation de Dinosaur Park
- 73 52. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès de remplissage de vallée de la Formation de Dinosaur Park
- 74 53. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès de remplissage de vallée de la Formation de Dinosaur Park
- 75 54. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du Groupe d'Edmonton
- 76 55. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du Groupe d'Edmonton
- 77 56. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du Groupe de d'Edmonton
- 78 57. Carte de la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles du Groupe d'Edmonton
- 79 58. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles du Groupe d'Edmonton

- 80 59. Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès  
fluviaux du Groupe d'Edmonton
- 81 60. Carte de la zone gazéifère formée du Grès basal de la Formation de Scollard
- 84 61. Carte de la zone gazéifère formée du Grès basal de la Formation de Paskapoo

#### LISTE DES TABLEAUX

- 6 1. Volume de gaz en place découvert et potentiel prévu ( $\times 10^6 \text{ m}^3$ ) des zones gazéifères dans  
la succession postérieure au Groupe de Colorado
- 40 2. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
formations de Medicine Hat et de Milk River et résumé des données sur les ressources de  
la zone
- 46 3. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès littoraux du cycle 2 de la Formation de Foremost et résumé des données sur les  
ressources de la zone
- 49 4. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès littoraux du cycle 3 de la Formation de Foremost et résumé des données sur les  
ressources de la zone
- 53 5. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost et résumé des données sur les  
ressources de la zone
- 56 6. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès littoraux du cycle 5 de la Formation de Foremost et résumé des données sur les  
ressources de la zone
- 59 7. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès littoraux du cycle 6 de la Formation de Foremost et résumé des données sur les  
ressources de la zone
- 62 8. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès littoraux du cycle 7 de la Formation de Foremost et résumé des données sur les  
ressources de la zone
- 67 9. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès fluviaux de la Formation de Foremost et résumé des données sur les ressources  
de la zone
- 71 10. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès fluviaux de la Formation d'Oldman et résumé des données sur les ressources de  
la zone
- 74 11. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès de remplissage de vallée de la Formation de Dinosaur Park et résumé des données  
sur les ressources de la zone
- 77 12. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès littoraux du Groupe d'Edmonton et résumé des données sur les ressources de la  
zone
- 80 13. Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des  
faciès fluviaux du Groupe d'Edmonton et résumé des données sur les ressources de la  
zone
- 83 14. Volume de gaz en place découvert, potentiel prévu et potentiel probable des zones  
gazéifères bien explorées dans la succession postérieure au Groupe de Colorado
- 86 15. Zones gazéifères bien explorées dans la succession postérieure au Groupe de Colorado,  
classées selon le volume de gaz en place découvert
- 87 16. Zones gazéifères bien explorées dans la succession postérieure au Groupe de Colorado,  
classées selon le volume de gaz en place attribué au potentiel prévu
- 87 17. Zones gazéifères bien explorées de la succession postérieure au Groupe de Colorado,  
classées selon le volume de gaz en place attribué au potentiel probable
- 87 18. Zones gazéifères bien explorées de la succession postérieure au Groupe de Colorado,  
classées selon le pourcentage des ressources totales prévues de la zone non découvertes
- 87 19. Zones gazéifères bien explorées dans la succession postérieure au Groupe de Colorado,  
classées selon le volume du plus grand gisement non découvert

# RESSOURCES EN GAZ DE LA SUCCESSION DU CRÉTACÉ SOMMITAL POSTÉRIEURE AU GROUPE DE COLORADO DANS LE BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST DU CANADA (PLAINES INTÉRIEURES)

## ANALYSE GÉOLOGIQUE DES ZONES GAZÉIFÈRES ET ÉVALUATION DES RESSOURCES

### *Résumé*

L'évaluation des ressources potentielles en gaz naturel de la succession du Crétacé sommital-Tertiaire postérieure au Groupe de Colorado du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada (à l'exclusion du Domaine de l'avant-pays), a été réalisée en combinant une analyse géologique des zones gazéifères à une estimation statistique. Les strates postérieures au Groupe de Colorado font partie d'une succession de roches sédimentaires silicoclastiques d'un bassin d'avant-pays, qui sont les dernières à s'être déposées dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Les dépôts les plus épais, de même que les roches réservoirs les plus riches en pétrole et en gaz, se trouvent dans la zone de dépôt maximal de grande épaisseur située dans le sud et le centre ouest de l'Alberta. La succession postérieure au Groupe de Colorado renferme un volume en place de gaz brut jusqu'ici découvert s'élevant au total à  $556\,280 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $19,8 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ), qui est réparti dans 12 zones prouvées bien explorées et 2 zones prouvées sommairement explorées. En outre, une zone possible ou théorique a également été définie. Les zones d'exploration sont associées à des pièges stratigraphiques ou à des pièges de caractère mixte qui combinent les effets d'éléments structuraux à des pièges stratigraphiques. Les lithologies réservoirs de ces zones se composent de grès déposés dans des milieux littoraux, de passe de marée, de mer peu profonde, fluviaux et estuariens. L'analyse statistique des 14 zones prouvées indique que celles-ci renferment un potentiel prévu non encore découvert de  $130\,448 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $4,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ). Quatre de ces zones contiendraient plus de la moitié du potentiel gazéifère non encore découvert : la Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 4, faciès littoraux (p. ex. champ de Bashaw, gisement de Belly River n° 3), la Formation de Foremost, faciès fluviales (p. ex. champ de Bashaw, gisement de Belly River C), la Formation d'Oldman, faciès fluviales (champ de Nevis, gisement de Belly River C n° 1) et la Formation de Dinosaur Park (p. ex. champ de Carbon, gisement de Belly River C). Le très faible volume de gaz estimé dans les zones possibles et sommairement explorées témoigne assez bien du stade auquel est rendu l'exploration de ce bassin et du fait que les définitions des zones gazéifères prouvées sont assez larges pour tenir compte de variations dans les mécanismes de piégeage des hydrocarbures. Plus de 19 pour cent des ressources totales en place demeurent à être découvertes. La succession postérieure au Groupe de Colorado renferme encore aujourd'hui des cibles d'exploration de faible étendue mais économiquement attirantes, surtout pour les petits exploitants, comme en témoigne le récent niveau d'activité d'exploration.

### *Abstract*

The natural gas resource potential of uppermost Cretaceous-Tertiary, post-Colorado strata in the Western Canada Sedimentary Basin (excluding the Foothills Belt) was evaluated using a combination of geological play analysis and statistical estimation. Post-Colorado strata belong to a foreland basin succession of siliciclastic sediments deposited as the final infill of the Western Canada Sedimentary Basin. The thickest deposits and most prolific oil and gas reservoirs occur in the thick depocentre of southern and west-central Alberta. The post-Colorado succession contains a total discovered in-place volume of  $556\,280 \times 10^6 \text{ m}^3$  (19.8 TCF) raw gas in 12 mature and 2 immature, established plays. In addition, one conceptual play was identified. Exploration plays consist of stratigraphic and stratigraphic-structural combination traps with reservoirs in shoreline, tidal channel, shallow marine, fluvial, and estuarine sandstones. Statistical analysis of the 14 established plays suggests they contain a remaining expected potential of  $130\,448 \times 10^6 \text{ m}^3$  (4.6 TCF). Four of these plays are predicted to contain over half of the remaining gas potential: the Foremost Formation ("Basal Belly River"), Cycle 4 Shoreline play (e.g., Bashaw field, Belly River Pool No. 3), the Foremost Formation, Fluvial play (e.g., Bashaw field, Belly River C pool), the Oldman Formation, Fluvial play (Nevis field, BR C No. 1 pool), and the Dinosaur Park Formation play (e.g., Carbon field, Belly River C pool). The very modest amount of gas estimated to be present in the conceptual and immature plays is consistent with the exploration maturity of the basin, and the idea that established play definitions are sufficiently broad to include variations in trapping mechanism. Over 19 per cent of the total in-place resources remains to be discovered. Post-Colorado strata continue to offer small, but economically attractive exploration targets, particularly for junior operators, as shown by significant recent activity.

## *Sommaire*

Les ressources gazières contenues dans la succession du Crétacé sommital-Tertiaire postérieure au Groupe de Colorado, dans la partie des Plaines intérieures du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, sont décrites ci-après en termes d'analyse géologique détaillée des zones gazéifères et d'évaluation quantitative du potentiel gazier non découvert.

Le potentiel en gaz naturel des zones bien explorées, sommairement explorées et possibles est évalué au moyen d'une technique d'évaluation quantitative, appelée «modèle de processus de découverte», qui permet de prévoir le potentiel non découvert à partir de la taille (volume) et de la séquence de découverte des différents gisements et zones au sein d'une population naturelle. Les zones prouvées correspondent à des zones qui contiennent des gisements découverts renfermant des réserves prouvées; elles sont subdivisées en zones bien explorées ou sommairement explorées selon le nombre de gisements qu'elles renferment. Avant de procéder à une analyse statistique, il faut soumettre les zones bien explorées à une analyse géologique pour déterminer le type et l'étendue de leur population de gisements. L'analyse géologique des zones sommairement explorées permet d'apparier par comparaisons subjectives les ressources découvertes à celles de la population modélisée de la zone. Au total, le volume de gaz en place découvert dans 1 400 gisements appartenant à des zones bien explorées et sommairement explorées s'élève à  $556\,280 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $19,8 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ). Les zones possibles (ou théoriques) correspondent aux zones dans lesquelles aucune découverte n'a été effectuée, ou aucune réserve n'a été établie, mais pour lesquelles l'analyse géologique ou statistique en indique l'existence possible.

L'analyse géologique faisant appel à des corrélations en subsurface et à des levés cartographiques en surface, à l'utilisation des données sur les gisements des gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan, à des études documentaires et à des échanges avec des géoscientifiques des secteurs public et privé ont permis de classer les gisements identifiés dans la succession postérieure au Groupe de Colorado en 12 zones bien explorées, 2 zones sommairement explorées et une zone possible ou théorique. Dans chaque zone prouvée, les gisements forment une population géologique naturelle qui est régie par des facteurs géologiques comme la position stratigraphique, le faciès sédimentaire des lithologies hôtes, la structure ou la géométrie des pièges. Ces facteurs géologiques déterminent les limites des zones et, par voie de conséquence, la répartition résultante des gisements au sein de celles-ci. Une fois qu'une zone est définie, son potentiel est évalué par une analyse quantitative basée sur l'ordre des découvertes dans le temps et sur la distribution du volume des gisements.

Les résultats de l'analyse des zones bien explorées indiquent que le potentiel d'existence de grandes quantités additionnelles de gaz naturel est élevé dans les quatre zones bien explorées suivantes :

- 1) Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 4, réservoirs dans des grès littoraux (p. ex. champ de Bashaw, gisement de Belly River n° 3), potentiel prévu de  $17\,733 \times 10^6 \text{ m}^3$ ;
- 2) Formation de Foremost, réservoirs dans des grès fluviatiles (p. ex. champ de Bashaw, gisement de Belly River C), potentiel prévu de  $18\,547 \times 10^6 \text{ m}^3$ ;
- 3) Formation d'Oldman, réservoirs dans des grès fluviatiles (p. ex. champ de Nevis, gisement de Belly River C n° 1), potentiel prévu de  $15\,691 \times 10^6 \text{ m}^3$ ; et
- 4) Formation de Dinosaur Park, réservoirs dans des grès (p. ex. champ de Carbon, gisement de Belly River C), potentiel prévu de  $25\,283 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

Les potentiels des zones sommairement explorées et possibles sont moins grands que ceux des zones bien explorées, ce qui est un reflet de la longue période sur laquelle des travaux d'exploration ont été effectués et ce qui rend compte du fait que les définitions des zones bien explorées sont assez larges pour englober tous les types de zones.

Le potentiel prévu de l'ensemble des différents types de zones (bien explorées, sommairement explorées et possibles) s'élève à  $130\,448 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $4,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) et est réparti dans quelque 7 000 gisements. Un volume probable de  $175\,858 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $6,2 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ), une valeur qui relève d'avantage de la spéculation, apparaît être une estimation plus réaliste du potentiel gazier. Trois conclusions peuvent être tirées des estimations quantitatives :

1. L'analyse géologique et l'évaluation statistique des ressources gazières contenues dans la succession du Crétacé sommital postérieure au Groupe de Colorado, dans la partie des Plaines intérieures du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, nous portent à croire que 19 pour cent des ressources gazières totales ( $130\,448 \times 10^6 \text{ m}^3$  ou  $4,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) n'ont pas encore été découvertes. Toutefois, si on exclut de l'analyse la zone formée des formations de Milk River et de Medicine Hat qui a fait l'objet de travaux d'exploration poussés, il ressort que l'importance des ressources n'ayant pas encore été découvertes est beaucoup plus grande, s'élevant à 64 pour cent des ressources gazières totales pour l'ensemble formé des groupes de Belly River et d'Edmonton.
2. Du potentiel gazier non découvert, 99 pour cent se trouverait dans les zones bien explorées et prouvées. À peine un pour cent du volume prévu d'après les estimations se trouverait dans des zones possibles et sommairement explorées. Ces dernières n'ont toutefois pas été analysées à fond.
3. Les zones bien explorées montrant les plus forts potentiels sont : (i) la zone formée des faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost («Belly River basal»); (ii) la zone formée des faciès fluviaux de la Formation de Foremost; (iii) la zone formée des faciès fluviaux de la Formation d'Oldman; et (iv) la zone associée à la Formation de Dinosaur Park. Ces zones constituent au total quelque 59 pour cent ( $77\,254 \times 10^6 \text{ m}^3$ ,  $2,7 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) des ressources prévues (non découvertes).

### *Summary*

The gas resources contained in uppermost Cretaceous-Tertiary, post-Colorado strata of the Interior Plains portion of the Western Canada Sedimentary Basin are described here in terms of detailed geological play analysis and numerical assessment of undiscovered gas potential.

The natural gas potential of mature, immature, and conceptual plays is estimated using a numerical assessment technique, termed "the discovery process model", which uses the size (volume) and the discovery sequence of individual pools or plays, within a natural population of pools or plays, to predict undiscovered potential. Established plays are defined as those that have discovered pools with established reserves, and are classed as mature or immature depending on the number of pools contained in that play. Mature plays require geological analysis to delineate the type and extent of the pool population for each play, prior to statistical analysis. Geological analysis of immature plays provides subjective comparisons for matching discovered resources in the modelled play population. Discovered in-place volumes for mature and immature plays, total  $556\,280 \times 10^6 \text{ m}^3$  (19.8 TCF), discovered in 1400 pools. Conceptual plays are defined as those plays without discoveries or reserves, but which geological and/or statistical analysis indicate may exist.

Geological analysis by subsurface correlation and mapping, use of Alberta and Saskatchewan government pool data, literature studies, and discussions with government and industry geoscientists enabled the grouping of post-Colorado pools into 12 mature and 2 immature plays, and 1 conceptual play. In each established play, pools form a natural geological population governed by geological controls, such as stratigraphic position, depositional style, structure, or trap geometry. These geological factors control the play boundary and the resulting distribution of pools within that play. Once the play was defined, quantitative analyses based on the exploration discovery history and pool-size distribution were used to assess play potential.

Results from the analysis of mature plays indicate that four mature plays have significant potential for additional amounts of natural gas. These are:

- 1) Foremost Formation (“Basal Belly River”), Cycle 4 shoreline sandstone reservoirs (e.g., Bashaw field, Belly River No. 3 pool), with an expected potential of  $17\,733 \times 10^6 \text{ m}^3$ ;
- 2) Foremost Formation, fluvial sandstone reservoirs (e.g., Bashaw field, Belly River C pool), with an expected potential of  $18\,547 \times 10^6 \text{ m}^3$ ;
- 3) Oldman Formation, fluvial sandstone reservoirs, (e.g., Nevis field, BR C No. 1 pool), with an expected potential of  $15\,691 \times 10^6 \text{ m}^3$ ; and
- 4) Dinosaur Park Formation, sandstone reservoirs (e.g., Carbon field, Belly River C pool), with an expected potential of  $25\,283 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

Compared to mature plays, immature and conceptual plays have less potential. This result is consistent with the long history of exploration and the fact that the definitions of mature plays are sufficiently broad to include most play concepts.

The expected potential from all play types (mature, immature, and conceptual) is  $130\,448 \times 10^6 \text{ m}^3$  (4.6 TCF), distributed in about 7000 pools. A more speculative, probable potential volume of  $175\,858 \times 10^6 \text{ m}^3$  (6.2 TCF) provides a more optimistic estimate of the potential gas resource. Three conclusions can be drawn from the numerical estimates:

1. Geological analysis and statistical assessment of gas resources in uppermost Cretaceous, post-Colorado strata of the Interior Plains of the Western Canada Sedimentary Basin suggest that 19 per cent of the total gas resource remains to be discovered ( $130\,448 \times 10^6 \text{ m}^3$ , or 4.6 TCF). However, removing the very thoroughly explored Milk River/Medicine Hat play from the analysis suggests a much more encouraging 64 per cent of total Belly River/Edmonton gas resource remains to be discovered.
2. Of the undiscovered gas potential, 99 per cent is considered to be present in established mature plays. Only one per cent of the estimated expected volume is predicted to occur in conceptual and immature plays. However, the latter were not exhaustively analysed.
3. The most attractive mature plays with the greatest potential are: i) the Foremost Formation (“Basal Belly River”, Cycle 4 Shoreline play; ii) the Foremost Formation, Fluvial play; iii) the Oldman Formation, Fluvial play; and iv) the Dinosaur Park Formation play. These plays make up about 59 per cent ( $77\,254 \times 10^6 \text{ m}^3$ , 2.7 TCF) of the total expected (undiscovered) resource.

# INTRODUCTION

## Portée

Des estimations du potentiel en hydrocarbures de diverses régions du Canada sont préparées de manière régulière par la Commission géologique du Canada au moyen d'analyses géologiques de bassin menées de manière systématique et de méthodes d'évaluation statistique des ressources (p. ex. Dixon et al., 1988; Podruski et al., 1988; Wade et al., 1989; Sinclair et al., 1992). La présentation et l'approche utilisée pour l'évaluation du potentiel gazier de la succession du Crétacé sommital sont les mêmes que celles employées dans des études antérieures portant sur l'évaluation des ressources pétrolières de l'Ouest du Canada (Podruski et al., 1988) et des ressources gazières du Dévonien (Reinson et al., 1993b). L'objectif visé par ces diverses études est de fournir une évaluation complète de tous les grands groupes de zones d'hydrocarbures qui peuvent être définis dans l'ensemble du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada (voir Reinson et al., 1993a).

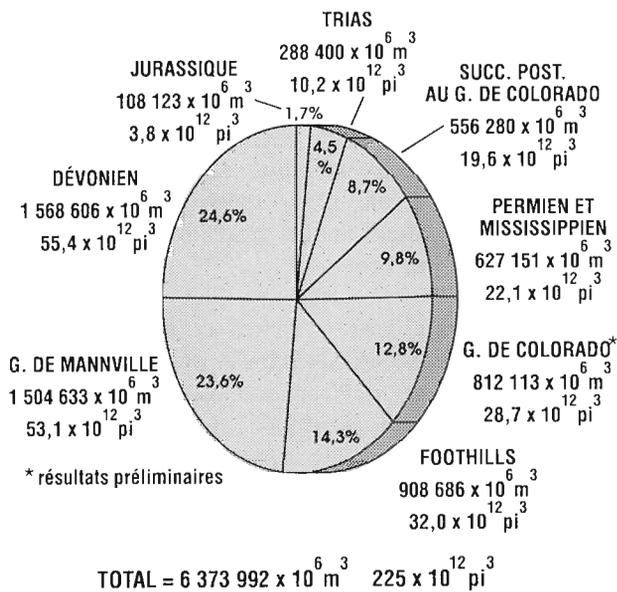
Les premières méthodes statistiques informatisées ont été élaborées à la Commission géologique du Canada par Lee et Wang (1983a, 1983b, 1984, 1985, 1986). Ces méthodes ont été raffinées et ont mené à l'élaboration de l'actuel système PETRIMES (Lee et

Wang, 1990; Lee et Tzeng, 1993) qui est utilisé dans la présente étude pour établir une estimation des ressources gazières potentielles des zones prouvées.

L'évaluation du potentiel gazier de l'Ouest du Canada a porté sur sept grands groupes de zones définis selon des critères géologiques en utilisant les limites de grandes unités stratigraphiques ou de provinces structurales/tectoniques. Chaque groupe est défini par un ensemble distinct de facteurs géologiques qui régissent la taille, la répartition et le type des zones ou réservoirs d'hydrocarbures. Les grands groupes de zones correspondent aux unités suivantes : Dévonien, Carbonifère-Permien, Trias, Jurassique, Groupe de Mannville, Groupe de Colorado, succession du Crétacé sommital-Tertiaire postérieure au Groupe de Colorado et zone déformée des Rocheuses.

Quelque 8,7 pour cent du gaz en place découvert dans la partie des Plaines intérieures du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada se trouvent dans des roches du Crétacé supérieur et du Tertiaire (fig. 1). Quatre-vingt-dix-neuf pour cent du gaz en place découvert (et quelque 78 pour cent du potentiel prévu non découvert) dans la succession postérieure au Groupe de Colorado se trouve dans le sud des Plaines intérieures, l'autre pour cent (et 22 pour cent du potentiel prévu) se trouvant dans le Domaine de l'avant-pays des Rocheuses de l'orogène de la

### RESSOURCES GAZIÈRES DU BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST DU CANADA RESSOURCES GAZIÈRES DÉCOUVERTES



### POTENTIAL PRÉVU ZONES GAZIÈRES BIEN EXPLORÉES, SOMMAIREMENT EXPLORÉES ET POSSIBLES

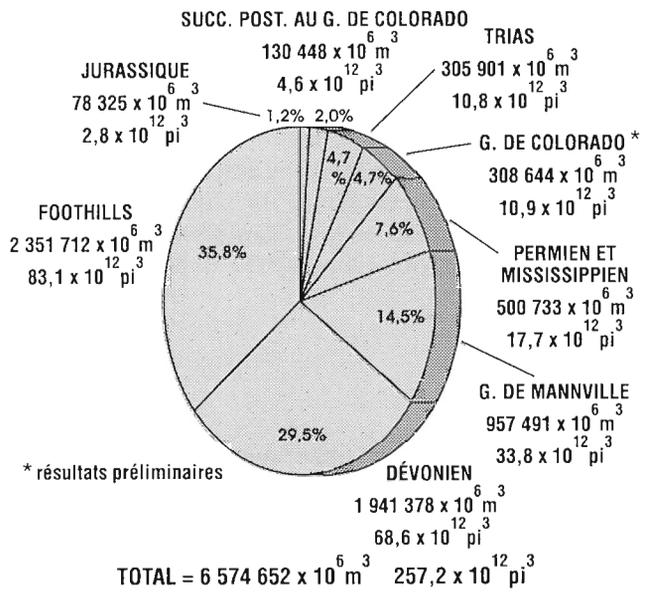


Figure 1. Ressources gazières du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada : a) ressources découvertes (réserves) par horizon stratigraphique, b) potentiel prévu par horizon stratigraphique. Données tirées de travaux non publiés de la CGC.

Cordillère (zone déformée des Foothills) (tableau 1; résultats de la présente étude et celle de Osadetz et al., en préparation).

**Tableau 1**

**Volume de gaz en place découvert et potentiel prévu (x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>) des zones gazifères dans la succession postérieure au Groupe de Colorado, dans les Plaines intérieures et les Foothills**

| Région   | Volume de gaz en place découvert               | Potentiel prévu                                |
|--|--|--|
| Partie des Plaines intérieures du BSOC (12 zones bien explorées, 2 sommairement explorées) (la présente étude) | 556 280 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (99 %)  | 130 448 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (78 %)  |
| Foothills (2 zones sommairement explorées) (Osadetz et al., sous presse)                                       | 5 161 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (1 %)     | 37 222 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (22 %)   |
| Total  | 561 441 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (100 %) | 167 670 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (100 %) |

Le présent bulletin documente une évaluation des ressources gazières de la succession du Crétacé sommital-Tertiaire du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada située dans les Plaines intérieures (fig. 2). La région d'étude est en grande partie confinée au sud et au centre des plaines de l'Alberta (où la plus grande partie de la succession postérieure au Groupe de Colorado se situe en subsurface). Elle ne comprend pas les zones gazières à piège structural des Foothills (dont l'évaluation est intégrée à celle des autres zones gazières de la province structurale de la Cordillère : voir Osadetz et al., en préparation). Les premiers résultats de cette évaluation ont été présentés dans Hamblin et Lee (1995).

### But

L'objectif de l'étude est quadruple et repose sur les points suivants : (i) documenter et décrire les ressources gazières en place découvertes dans la succession du Crétacé sommital-Tertiaire postérieure au Groupe de Colorado, selon les zones dans lesquelles on les retrouve; (ii) décrire la géologie des principales zones

gazifères délimitées dans cette succession de manière à ce que l'industrie puisse s'en servir comme guide d'exploration; (iii) évaluer la quantité totale de gaz non découvert qui pourrait se trouver dans la succession postérieure au Groupe de Colorado de l'Ouest du Canada, que leur exploitation soit rentable ou non; et (iv) fournir l'information nécessaire sur la géologie et les ressources gazières potentielles afin que l'industrie et les gouvernements puissent entreprendre des études de viabilité économique quant à l'exploration, la production et l'éventuelle commercialisation de ces ressources.

### Terminologie

La terminologie et les méthodes utilisées dans la présente étude sont conformes à celles qui ont été présentées dans Reinson et al. (1993b). Les lignes qui suivent en sont un résumé.

Le *gaz naturel* désigne tout gaz (à pression et à température normales, respectivement 101,33 kPa et 15° C) d'origine naturelle et composé principalement de molécules d'hydrocarbures, qui peut être extrait d'un puits (Alberta Energy Resources Conservation Board, 1991). Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures (p. ex. H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> et He) en quantités importantes. Dans la présente étude, il a été impossible de différencier ces constituants du potentiel total. Le *gaz brut* est un gaz naturel non traité, contenant du méthane, des gaz inertes et acides, des impuretés et d'autres hydrocarbures, dont certains sont parfois récupérables sous forme liquide. Le *gaz non associé* est un gaz naturel qui n'est pas en contact avec du pétrole brut au sein du réservoir. Le *gaz associé* en est un que l'on trouve dans des réservoirs de pétrole brut sous forme de gaz libre. Le *gaz en solution* est un gaz naturel dissous dans le pétrole brut, dans les conditions existant au sein du réservoir. La présente évaluation ne porte que sur le gaz brut.

Les termes *ressources*, *réserves* et *potentiel* (ou ressources potentielles) utilisés dans la présente étude le sont dans les sens définis par la Commission géologique du Canada (Podruski et al., 1988). On qualifie de *ressources* toute accumulation d'hydrocarbures dont l'existence est connue ou supposée; elles comprennent les accumulations de gaz découvertes et celles qui ne l'ont pas encore été. Les *réserves* représentent la portion découverte des ressources, tandis que le *potentiel* désigne la portion des ressources

dont on peut déduire l'existence mais qui n'a pas encore été découverte. L'expression *réserves prouvées* désigne les réserves qui, dans des conditions économiques et une période données, sont *recupérables* avec un niveau de confiance élevé à partir de réservoirs connus. À noter que le terme *réserves* peut aussi désigner le *volume initial de gaz commercialisable*; ainsi, pour éviter toute confusion, on utilise ici le terme *volume en place découvert* au lieu de réserves. Les termes *potentiel* et *ressources non découvertes* sont synonymes et interchangeables.

Le terme *gaz en place* désigne le volume global de gaz que l'on trouve dans la subsurface dans des conditions normales, qu'elle qu'en soit la proportion récupérable. Le *volume initial en place* est le volume global de gaz brut existant dans les conditions normales avant toute production.

Les termes *zone gazéifère*, *champ gazéifère*, *gisement de gaz* sont définis de la façon suivante dans la présente étude. Une zone gazéifère est composée d'un groupe de gisements ou de sites d'intérêt ayant une évolution commune quant à la genèse des hydrocarbures, leur migration, la formation des réservoirs et la configuration des pièges (Énergie, Mines et Ressources Canada, 1977). Le terme *champ gazéifère* désigne une région produisant du gaz à partir d'un ou de plusieurs intervalles stratigraphiques non spécifiés. Dans un champ gazéifère donné, il peut exister un nombre quelconque de gisements distincts à divers niveaux stratigraphiques. Un *gisement de gaz* désigne une accumulation de gaz déjà découverte qui, de manière caractéristique, est contenue dans un intervalle stratigraphique unique et est séparée d'un point de vue hydrodynamique de toute autre accumulation de gaz.

Les zones gazéifères ont été groupées dans les deux catégories principales qui suivent : les *zones prouvées* (dans lesquelles l'existence de gisements a été confirmée par des puits de découverte et pour lesquelles des données sur les quantités de gaz en place ont été rapportées) et les *zones possibles ou théoriques* (dans lesquelles aucune découverte n'a encore été faite et pour lesquelles il n'existe pas encore de réserves, mais dont l'analyse géologique ou statistique indique des possibilités). Les zones prouvées ont été subdivisées en zones *bien explorées* et *sommairement explorées*, selon la quantité de données disponibles pour l'analyse statistique. Les zones *bien explorées* sont celles où le profil de la séquence de découverte et le nombre de gisements permettent une analyse par un *modèle de processus de découverte* selon la méthode d'évaluation

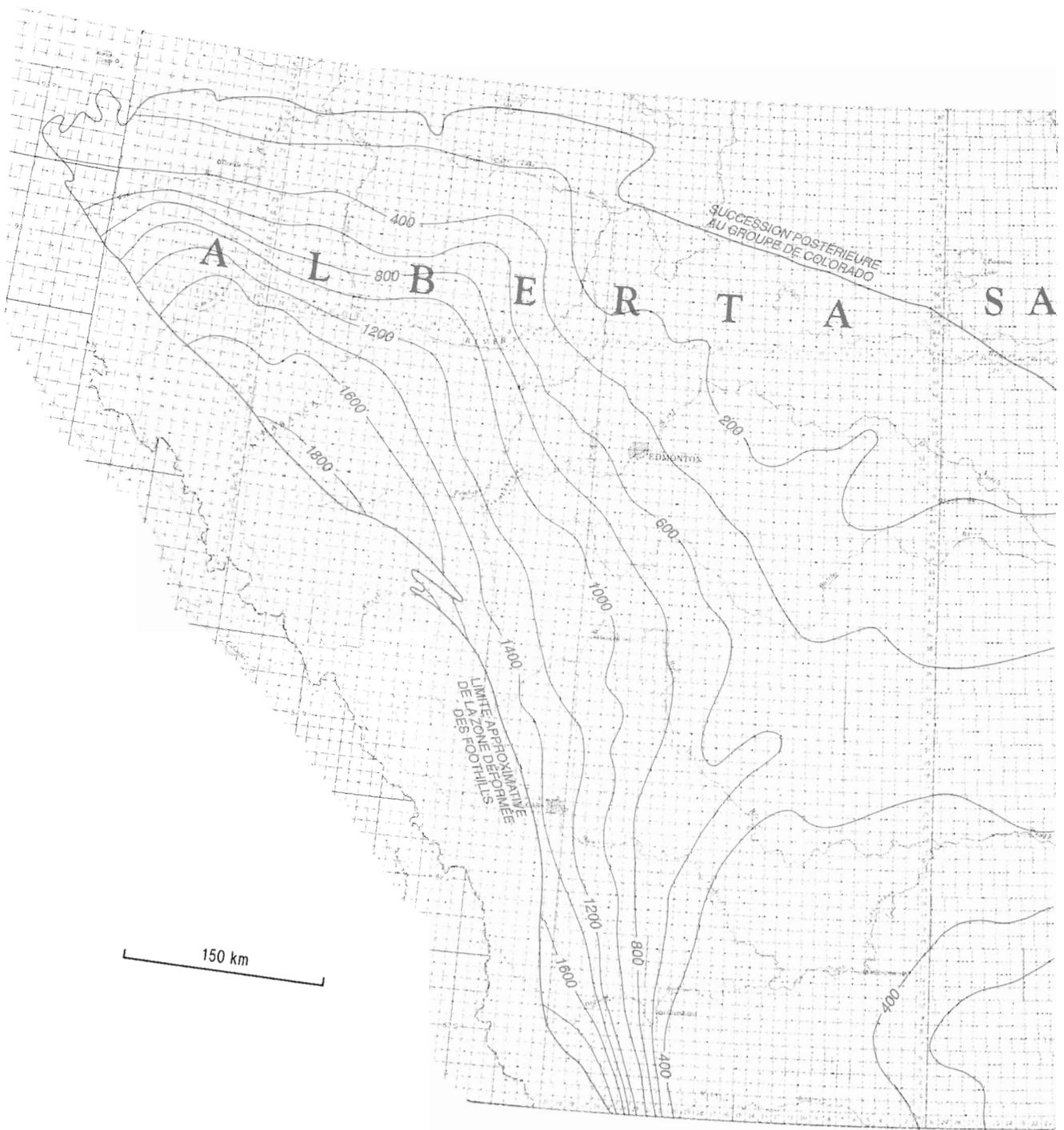
PETRIMES. Les zones *sommairement explorées* sont celles où le nombre de gisements (et, par conséquent, la séquence de découverte) ne convient pas à l'application de ce modèle.

## Méthode et contenu

La présente étude comportent deux volets essentiels : une analyse géologique et une analyse statistique. L'analyse géologique est l'élément fondamental et inclut la caractérisation de chaque zone d'exploration. La description du cadre géologique régional de la succession postérieure au Groupe de Colorado et l'analyse des zones gazéifères qui y ont été identifiées suivent fondamentalement l'approche établie dans Podruski et al. (1988), mais tiennent aussi en compte les travaux plus récents sur la géologie régionale et locale de Hamblin et Abrahamson (1993), de Hamblin (1993, 1994a, b, c, d) et d'autres.

L'analyse statistique part de l'hypothèse que les gisements (découverts et non découverts) forment une population géologique naturelle qui peut être délimitée à l'intérieur d'une surface attribuée à une zone gazéifère. Une fois la zone définie, une évaluation quantitative des ressources est entreprise en utilisant les données sur les gisements de la zone gazéifère en question. Les données sur les gisements et les puits qui sont utilisées dans les évaluations sont basées sur des ensembles de données des organismes provinciaux de l'Alberta (Alberta Energy Resources Conservation Board, 1991) et de la Saskatchewan (Saskatchewan Energy and Mines, Reservoir Annual 1991). Comme les gisements gazéifères peuvent être composés de gaz non associé, de gaz associé et de gaz en solution, les réserves de chacun de ces types de gaz ont été combinées afin de décrire les gisements individuels. Par conséquent, le potentiel estimé ne s'applique qu'au volume total de gaz brut en place.

L'analyse du potentiel gazéifère de la succession postérieure au Groupe de Colorado a nécessité la délimitation et l'évaluation systématique de 14 zones gazéifères prouvées, de 12 zones bien explorées et de 2 zones sommairement explorées, ainsi que d'une zone possible ou théorique. Différents éléments descriptifs sont présentés pour chacune de ces zones et consistent en une définition de la zone, en une description géologique, en un historique de l'exploration et en une évaluation de leur potentiel. Chaque zone est désignée par le nom de la formation géologique, du réservoir ou du type de piège.



**Figure 2.** Répartition et épaisseur de la succession postérieure au Groupe de Colorado dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada.

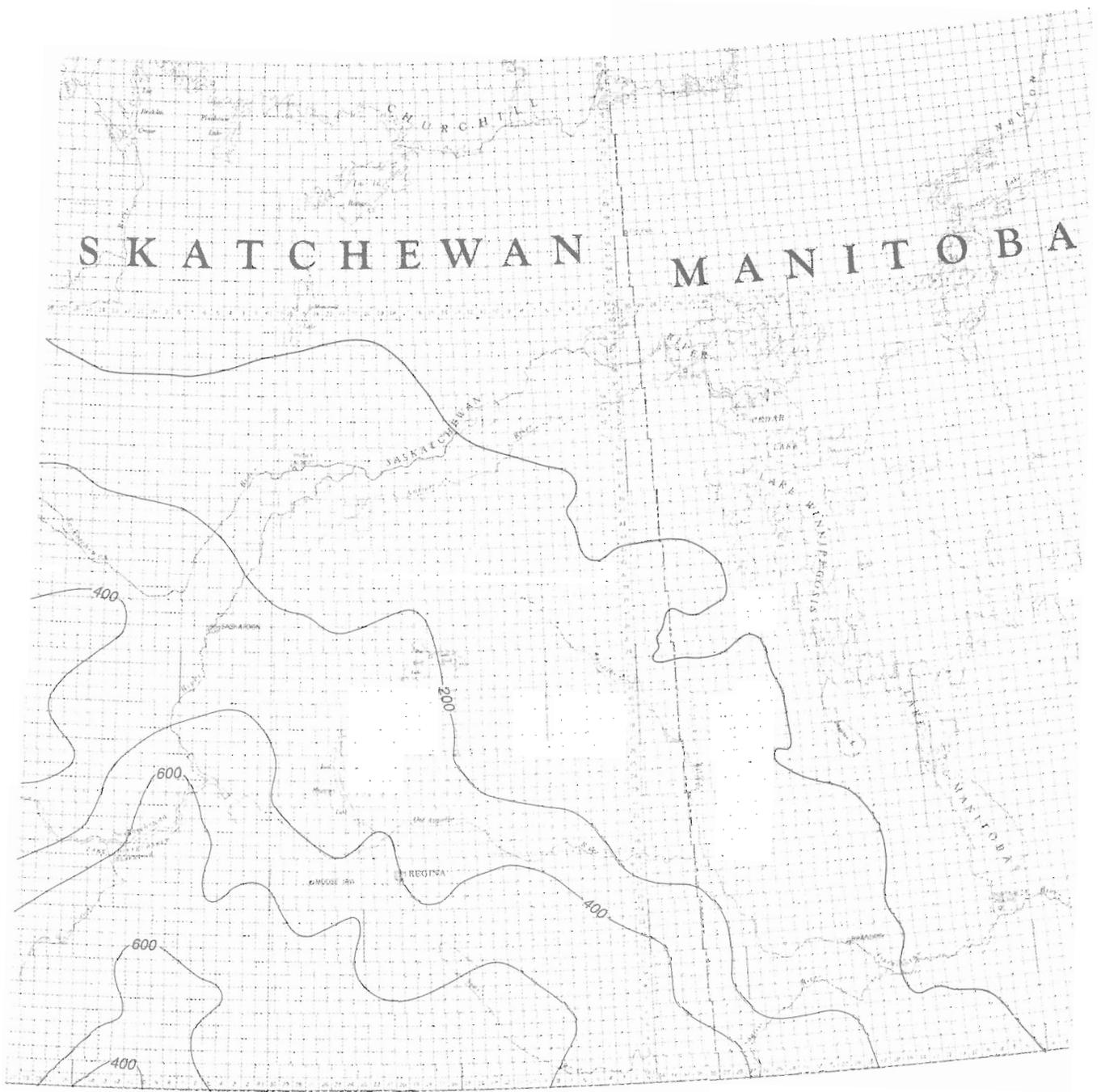


Figure 2. (Suite)

## MÉTHODE D'ÉVALUATION DES RESSOURCES

### Analyse quantitative

Il existe plusieurs méthodes d'estimation de la quantité d'hydrocarbures que peut contenir une zone gazéifère, une région ou un bassin (White et Gehman, 1979; Masters, 1984; Rice, 1986; Lee, 1993). Les premières méthodes informatisées d'évaluation statistique ont été mises au point par la Commission géologique du Canada (Lee et Wang 1983a, b, 1984, 1985, 1986), puis raffinées; la version que l'on utilise à l'heure actuelle est le Système d'exploration pétrolière et d'évaluation des ressources «PETRIMES» (Petroleum Exploration and Resource Evaluation System) (Lee et Tzeng, 1989; Lee et Wang, 1990; Lee, 1993), que nous avons employé dans le cadre de la présente étude pour estimer le potentiel des zones d'exploration. Ce système utilise un modèle de processus de découverte (Lee et Wang, 1990) pour estimer, à partir de la définition de la zone d'exploration et des données compilées sur les gisements, le volume des gisements non découverts et l'importance des ressources totales de la zone.

Selon l'hypothèse sous-tendant le modèle de processus de découverte, les découvertes faites dans le cadre d'un programme d'exploration constituent un échantillon «biaisé» de la population des gisements de la zone en question. Le processus de découverte est biaisé en ce sens que les sites d'intérêt les plus vastes et les plus prometteurs d'une zone sont en général les premiers à être traversés par les puits d'exploration, de sorte que les plus grands gisements sont en général découverts dans les premiers temps de l'exploration d'une zone. Le modèle de processus de découverte fait appel aux deux ensembles de données les plus fiables sur les gisements (le volume des gisements et la date de leur découverte) pour produire des estimations du potentiel d'une zone gazéifère donnée et du volume des gisement individuels contenus dans cette zone; il reflète donc essentiellement les connaissances accumulées et la stratégie utilisée durant le processus d'exploration. Les volumes moyens des gisements découverts et non découverts sont ensuite additionnés pour obtenir une estimation (valeur prévue) des ressources totales en gaz de la zone.

La méthode d'évaluation est bien illustrée dans des études antérieures de la même série qui décrivent les diverses étapes de l'analyse géologique et de l'analyse quantitative des ressources de zones bien explorées (Reinson et al., 1993a, b; Bird et al., 1994; Warters et al., sous presse). La méthode est passée brièvement

en revue dans la présente étude, en utilisant l'exemple de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost («Belly River basal»).

### Définition géologique d'une zone gazéifère

Les principaux objectifs de l'analyse géologique de bassin qui précède toute évaluation quantitative des ressources d'une région est de définir les types et l'étendue des zones gazéifères qui y sont présentes. Une zone gazéifère bien définie renfermera un ensemble de gisements appartenant à une population unique et satisfèra, de ce fait, aux conditions requises pour l'utilisation des modèles d'évaluation statistique. Une population mixte, qui sera le reflet d'une zone gazéifère mal définie, ajoutera de l'incertitude aux estimations des ressources dérivées de l'évaluation statistique. La superficie d'une zone est circonscrite par des *limites de zone* ou un *polygone de zone*. Les limites d'une zone gazéifère sont déterminées par la répartition des gisements au sein de la zone en question et par les connaissances géologiques que nous avons de la région d'intérêt et de la répartition des lithologies. Par définition, les gisements d'une zone donnée forment une population géologique naturelle qui est caractérisée par un ou plusieurs des éléments suivants : âge ou position stratigraphique, modèle (faciès) sédimentaire, répartition géographique, style structural, mécanisme de piégeage, géométrie, diagenèse. Dans chaque cas, une zone gazéifère est définie en regroupant et en comparant les caractéristiques les plus importantes et en attribuant chaque gisement à la zone qui le décrit le mieux.

### Compilation des données sur une zone gazéifère

Une fois qu'une zone gazéifère a été définie et délimitée par un polygone fermé, toutes les données pertinentes se rapportant aux puits et aux gisements de cette zone sont extraits de la base de données sur les puits et les gisements du système PETRIMES. Les listes des puits et des gisements sont ensuite analysées pour s'assurer que ceux-ci sont inclus dans la définition de la zone gazéifère et dans ses limites. Les listes fournissent des données sur l'étendue et la date de découverte de chaque gisement au sein de la zone et servent à produire la série chronologique des découvertes. Cette série chronologique des découvertes au sein de la zone constitue l'intrant de base des modèles de processus de découverte utilisés pour évaluer les quantités non encore découvertes des ressources en hydrocarbures.

La liste suivante résume les étapes à suivre pour en arriver à la compilation des données et à la définition des zones gazéifères :

1. Compilation des sources d'information disponibles afin d'établir une synthèse de la géologie régionale et pétrolière de la succession du Crétacé sommital-Tertiaire postérieure au Groupe de Colorado dans l'Ouest du Canada.
2. Études stratigraphiques poussées des coupes de surface et de subsurface de la région afin de définir les zones gazéifères et d'attribuer les gisements connus aux zones appropriées. Cette étape est suivie d'une cartographie géologique détaillée de la subsurface afin de définir l'étendue des zones gazéifères.
3. Regroupement et traitement des données sur les gisements et les puits provenant des organismes provinciaux (Alberta Energy Resources Conservation Board, 1991) et application du programme PETRIMES à celles-ci pour établir une liste de tous les gisements contenus dans chacune des zones gazéifères recensées dans la base de données.
4. Attribution d'un «polygone» à la zone gazéifère ou établissement des limites de celle-ci. Cette opération permet de définir la région à l'intérieur de laquelle tous les gisements, y compris les gisements non découverts, d'un certain type de zone gazéifère sont susceptibles de se trouver. La figure 3 indique les limites de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost, ainsi que l'emplacement des gisements à l'intérieur de celle-ci.

### Modèle de processus de découverte

Les gisements découverts dans une zone gazéifère donnée représentent un échantillon de la population totale de celle-ci, mais cet échantillon ne présente pas un caractère aléatoire. Cet échantillon est le produit d'un processus sélectif, car les compagnies engagées dans les travaux d'exploration ont tendance à forer d'abord à l'emplacement des sites d'intérêt les plus prometteurs et généralement les plus vastes. La nature biaisée de l'échantillon de la population soulève un problème pour l'estimation des ressources en hydrocarbures par les méthodes statistiques ordinaires.

Des modèles de processus de découverte faisant appel à des distributions lognormales et non paramétriques (Lee et Wang, 1985; 1990) ont été

utilisés afin de produire une estimation de la distribution du volume des gisements de toutes les zones gazéifères appartenant aux formations du Crétacé supérieur.

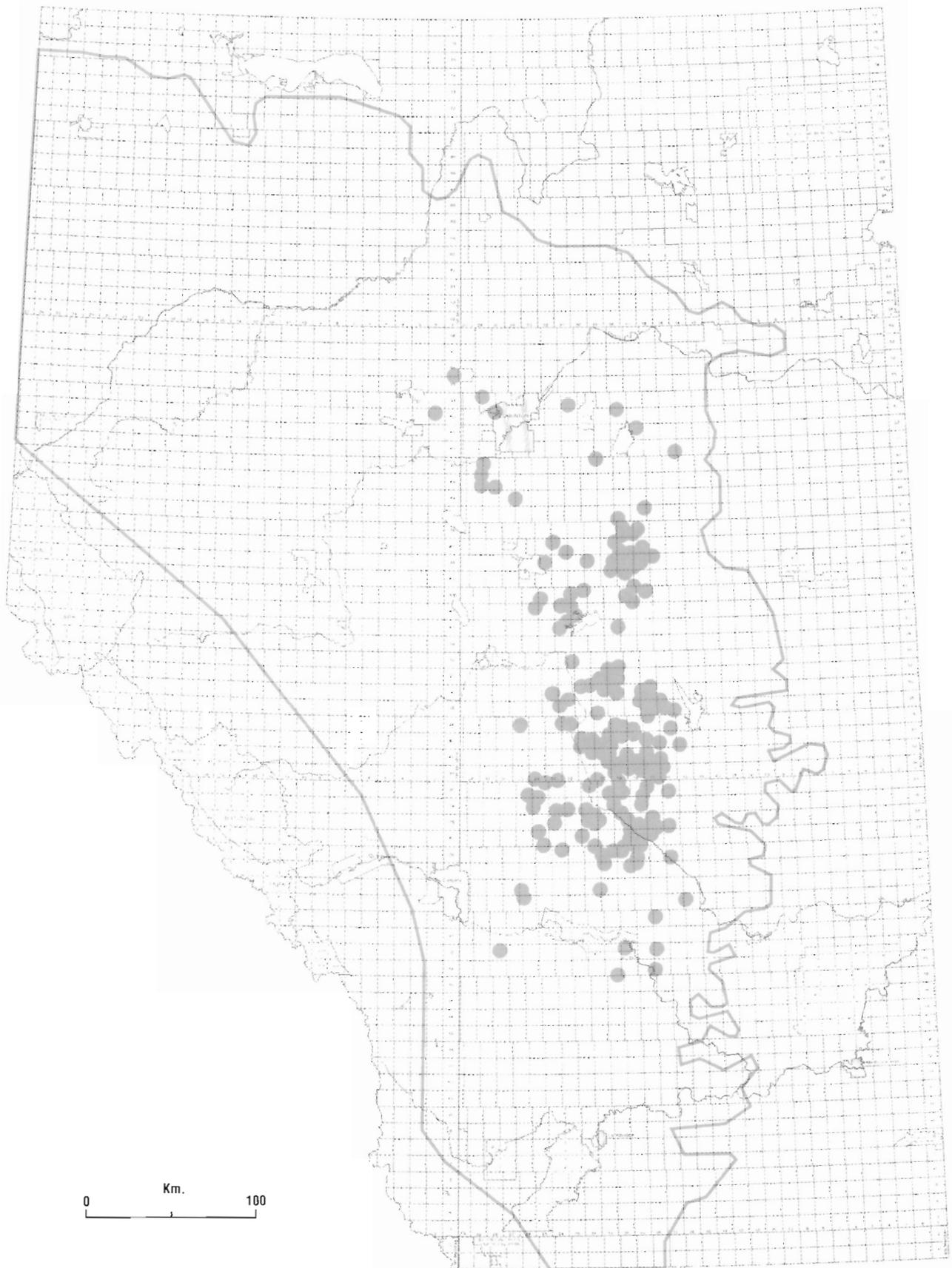
Le modèle utilisé repose sur les trois hypothèses fondamentales suivantes :

- 1) La probabilité de découvrir (échantillonner) un gisement est proportionnelle à son volume. Pour soutenir cette hypothèse, nous avons utilisé des listes de puits et de gisements pour produire un *diagramme de la série chronologique des découvertes d'exploration*, qui montre le volume des gisements en fonction de leur ordre de découverte dans le temps (fig. 4). De tels diagrammes révèle que le volume des gisements découverts tend généralement à diminuer avec le temps.
- 2) L'échantillonnage progresse sans remplacement, c'est-à-dire qu'un gisement ne peut être découvert une seconde fois. Cette deuxième hypothèse va de soi.
- 3) Dans le cas d'une distribution lognormale, la distribution du volume des gisements à l'intérieur de chaque zone est présumée lognormale.

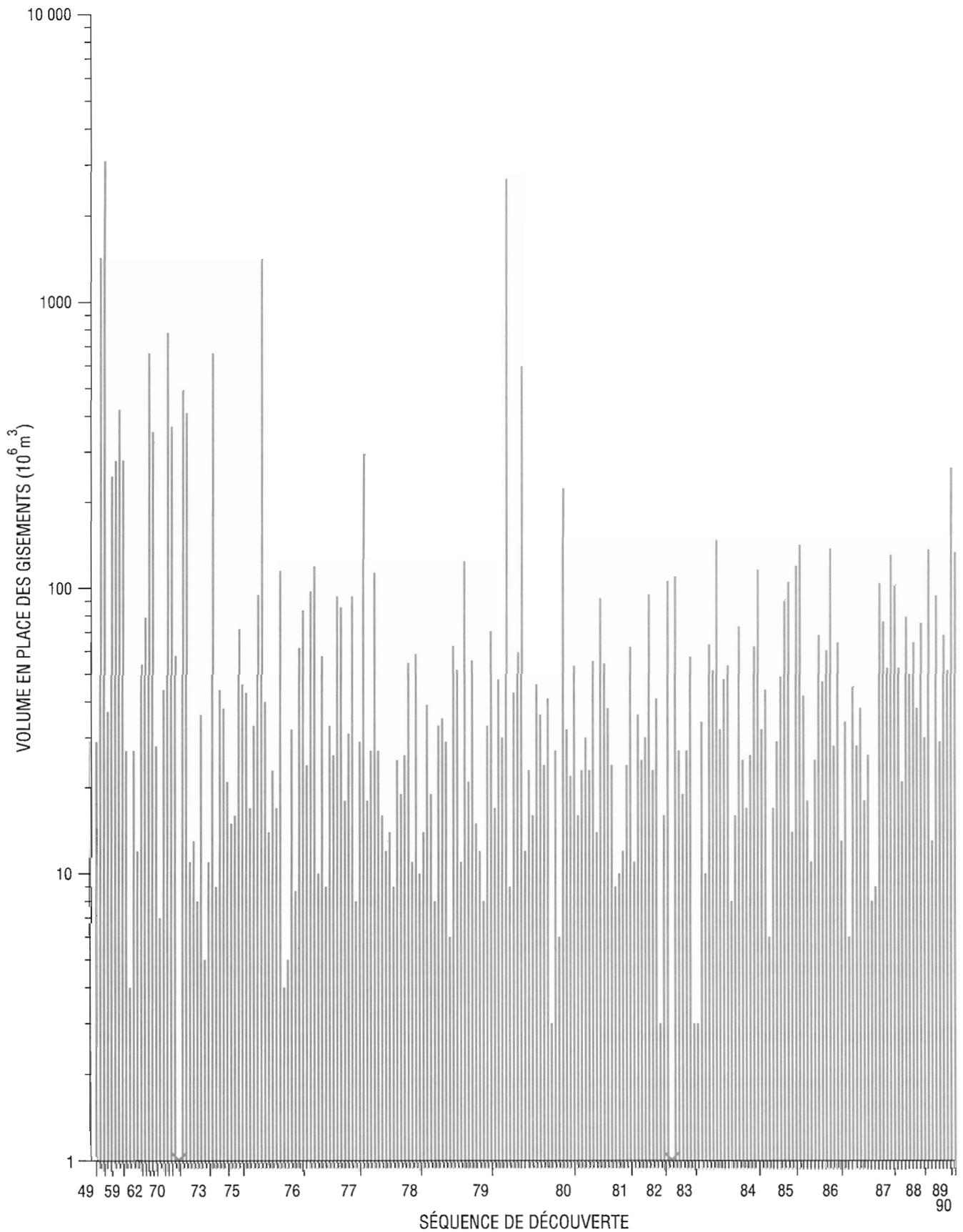
La nature biaisée de l'échantillon, qui découle du processus d'exploration, nous permet d'obtenir des renseignements non seulement sur la moyenne et la variance de la population du volume des gisements, mais aussi sur le nombre total de gisements à l'intérieur de la zone. Par conséquent, la distribution du volume des gisements et le nombre de gisements peuvent servir à estimer le volume des gisements sur une base individuelle.

Comme l'ensemble des données sur le volume des gisements peut être tronqué, les estimations des ressources dans une zone gazéifère ne devraient pas être considérées comme une indication de l'importance des ressources finales de cette zone. Les résultats d'une évaluation sont basés sur l'ensemble de données sur le volume des gisements qui a été utilisé; le modèle permet seulement de prévoir l'existence des gisements non découverts à partir de cet ensemble de données et non d'évaluer les réserves que contiennent les gisements.

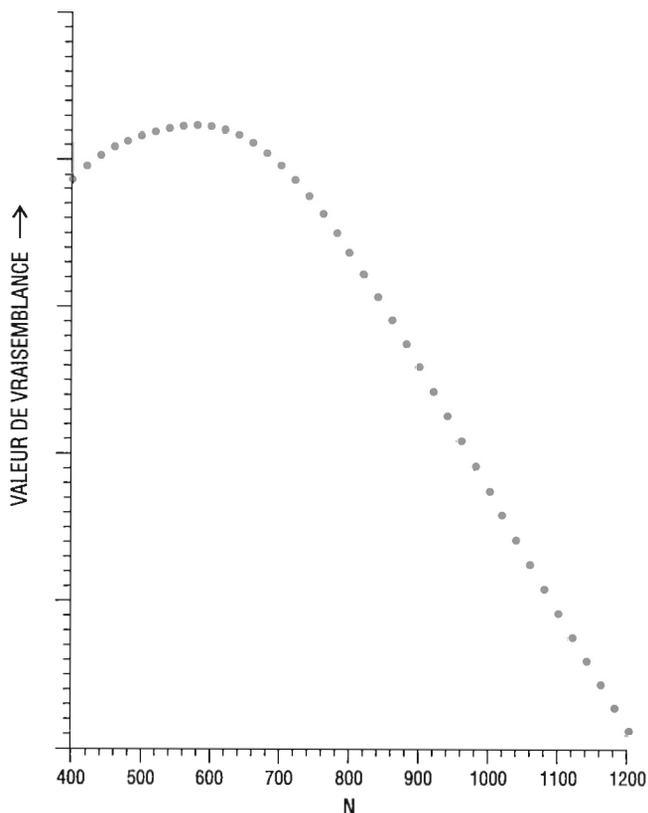
Les données sur la séquence de découverte des gisements (fig. 4) sont intégrées aux deux modèles de processus de découverte pour estimer le nombre de gisements (N) et la distribution du volume des gisements. La figure 5 montre de manière graphique la méthode utilisée pour déterminer le nombre de



**Figure 3.** Carte de l'étendue de la zone gazéifère formée du cycle 4 de la Formation de Foremost du «Belly River basal». Les points indiquent l'emplacement des puits de découverte de chacun des gisements de la zone gazéifère.



**Figure 4.** Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée du cycle 4 de la Formation de Foremost du «Belly River basal». Cette séquence, qui contient des renseignements quant au nombre total de gisements (découverts et non découverts),  $N$ , et à la distribution du volume des gisements, fournit les données utilisées pour l'évaluation des ressources.

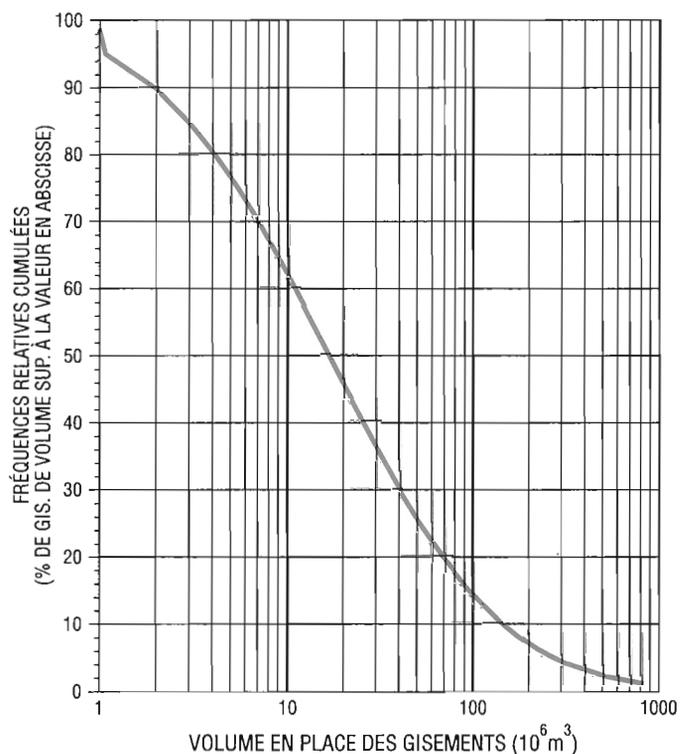


**Figure 5.** Relation entre la valeur de vraisemblance et le nombre total de gisements, N. Plus la valeur de vraisemblance est grande, plus la valeur de N est plausible. Le diagramme indique que le nombre total de gisements est de 600 environ. Ce tracé de la valeur de vraisemblance a été établi à partir des modèles de processus de découverte.

gisements (N), méthode qui consiste à tracer une courbe des valeurs de vraisemblance en fonction des valeurs de N. Plus la valeur de vraisemblance est grande, plus la valeur de N est plausible. Dans le cas présent, la valeur estimée de N est de 600 environ. À partir de cette valeur de N, la distribution du volume des gisements peut être établie (fig. 6).

### Distribution du volume des gisements

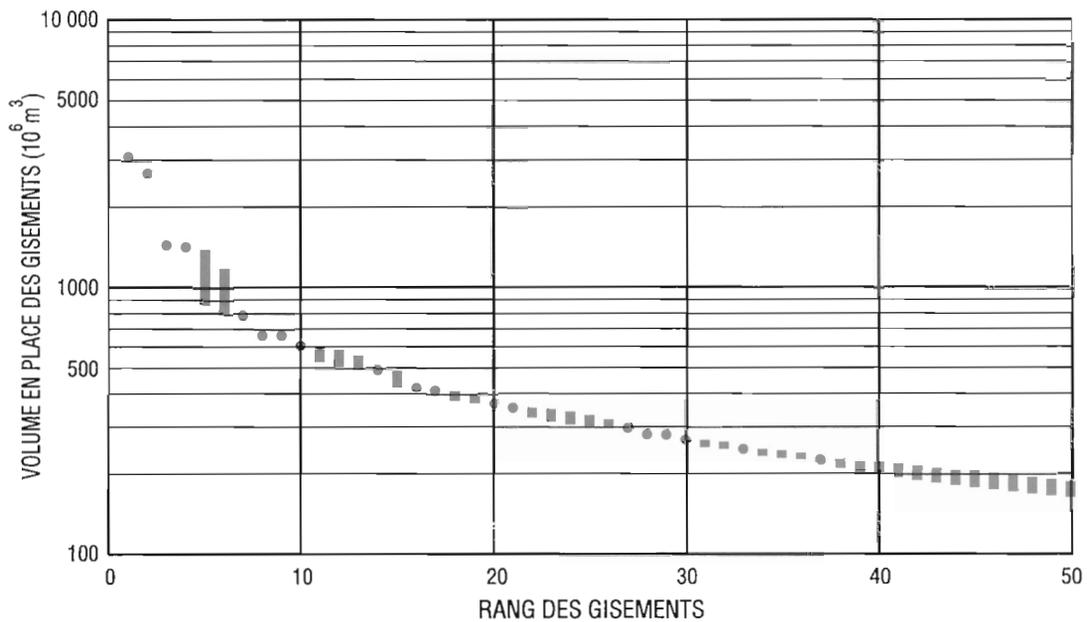
Les modèles de processus de découverte produisent des estimations de la moyenne et de la variance de la population du volume des gisements, ainsi que du nombre total de gisements présents dans la population de gisements ou la zone gazéifère. Le nombre de gisements et la distribution du volume des gisements servent à prévoir la distribution du volume de gisements sur une base individuelle. Dans un diagramme, ces gisements prévus sont représentés



**Figure 6.** Distribution du volume des gisements dans la zone gazéifère formée du cycle 4 de la Formation de Foremost du «Belly River basal». Cette distribution a été établie à partir des modèles de processus de découverte.

graphiquement par des barres qui indiquent l'intervalle des volumes possibles de chacun d'eux. Le diagramme indique le volume de chaque gisement en fonction du rang de celui-ci. Une barre couvrant un intervalle de fréquences de 5 à 95 indique qu'il est à 90 pour cent probable que le volume du gisement prévu se situera quelque part dans cet intervalle.

Après avoir estimé le volume de chaque gisement, on apparie le volume des gisements découverts à cette distribution au moyen de PETRIMES. Dans le diagramme, les gisements appariés (découverts) sont indiqués par des points et les gisements non appariés (non découverts) par des barres. Le volume d'un gisement non découvert sera d'autant mieux défini que l'intervalle dans lequel il se trouve est compris entre celui d'un gisement découvert (appariés) de rang supérieur et d'un autre de rang inférieur. La figure 7 montre les 50 plus grands gisements contenus dans la zone gazéifère associée aux faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost («Belly River basal»), y compris les gisements déjà découverts et ceux dont l'existence est prévue par l'analyse.

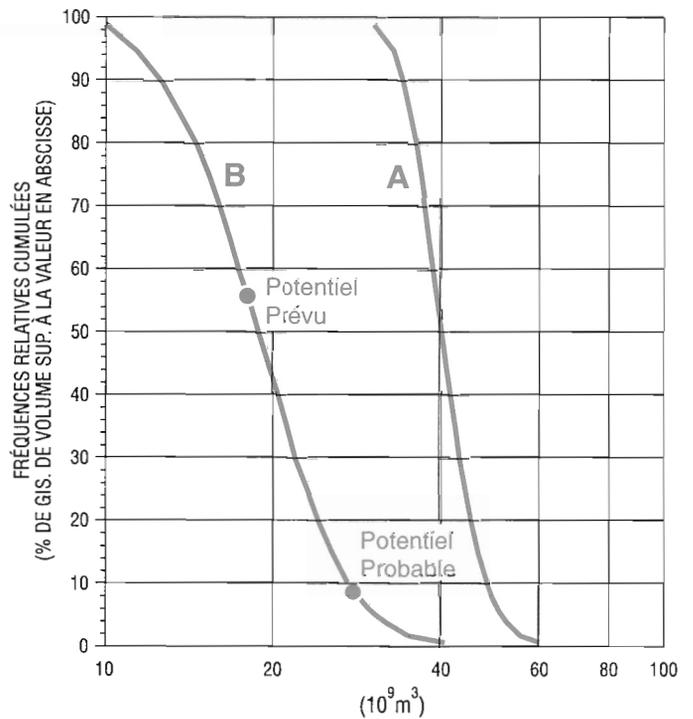


**Figure 7.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée du cycle 4 de la Formation de Foremost du «Belly River basal». Le volume des gisements découverts est indiqué par des points, tandis que les volumes estimés des gisements sont représentés par des barres verticales figurant l'intervalle de prévision de 5 à 95 pour cent. Seuls les 50 plus grands gisements sont représentés.

### Estimation des ressources et du potentiel des zones gazéifères

La distribution des ressources au sein d'une zone gazéifère (fig. 8, courbe A) peut être estimée d'après le nombre total de gisements (N) et d'après la distribution du volume des gisements. La somme des valeurs du volume moyen de chacun des gisements non découverts donne la valeur moyenne du potentiel de la zone, dit *potentiel prévu*. Pour la zone associée aux faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost, le potentiel prévu s'élève à  $18\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ . La distribution du potentiel d'une zone (fig. 8, courbe B) peut aussi être établie à partir de conditions se rapportant aux ressources découvertes de la zone; il s'agit du *potentiel probable*. Le potentiel probable, qui s'élève à  $28\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$  dans le présent exemple, est entaché d'un degré d'incertitude plus élevé que celui du potentiel prévu.

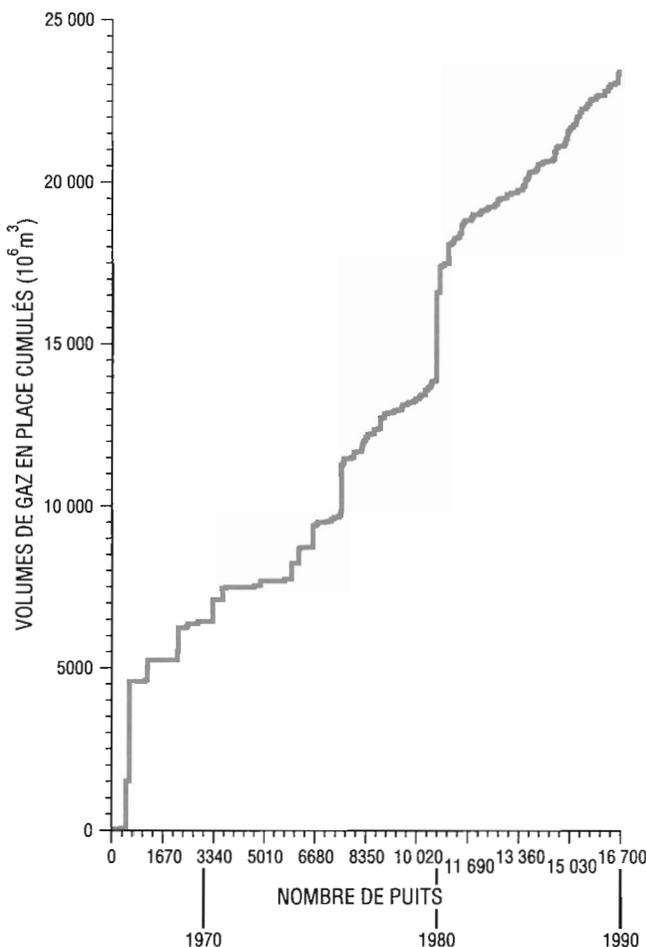
La valeur du potentiel prévu est régie par l'intervalle de valeurs estimées pour chaque gisement et par le rang assigné à chacun d'eux. L'intervalle des volumes des gisements individuels et le rang de ceux-ci dépendent de la qualité de la base de données sur les gisements découverts. Si le volume des gisements découverts est



**Figure 8.** Distribution de probabilités des ressources (A) et du potentiel (B) des zones gazéifères.

mal estimé, surestimé ou sous-estimé, ou si l'attribution des rangs est modifiée, la valeur du potentiel prévu est également changée. En supposant que la géologie d'une zone gazéifère est bien connue et bien documentée, la valeur du potentiel prévu devrait être fiable. La valeur du potentiel prévu est donc la valeur la plus souvent retenue dans l'analyse économique.

Le diagramme des volumes cumulés des gisements découverts en fonction du nombre de puits d'exploration forés dans le temps (fig. 9) indique une tendance à la hausse avec le temps. Au cours des dernières années, cette tendance se poursuit par l'ajout de gisements de petite taille à la banque de données et la découverte de ceux-ci témoigne d'un taux de succès plus élevé. Cette interprétation est aussi corroborée par la figure 4, qui indique que le taux de succès des travaux d'exploration est très élevé depuis quelques années.

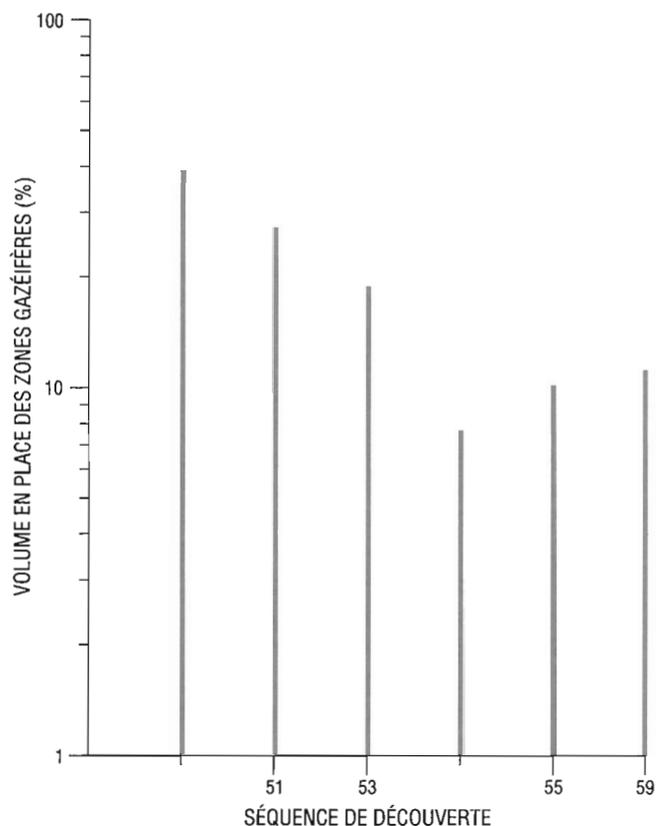


**Figure 9.** Volumes de gaz en place cumulés des gisements de la zone gazéifère formée du cycle 4 de la Formation de Foremost du «Belly River basal». Le nombre de puits forés est indiqué en abscisse en fonction du temps. Les volumes de gaz en place cumulés sont indiqués en ordonnée.

### Estimation des ressources des zones gazéifères sommairement explorées et possibles

Des sept zones associées aux faciès littoraux de la Formation de Foremost, la zone attribuée au cycle 1 n'a fait l'objet que d'une seule découverte et ne peut par conséquent être soumise à une analyse par les modèles de processus de découverte susmentionnés. Il faut recourir à une autre méthode pour estimer le potentiel de cette zone.

Les sept zones associées aux faciès littoraux de la partie inférieure de la Formation de Foremost appartiendraient à une même population de zones gazéifères. Les volumes de gaz contenus dans les gisements découverts au sein des lithologies des cycles 2 à 7, et leurs potentiels estimés, ont été combinés et portés dans un diagramme où ils apparaissent en fonction de la date de leur découverte (fig. 10). Cette séquence de découverte des zones gazéifères a servi à estimer les ressources de la zone du cycle 1 au moyen



**Figure 10.** Séquence de découverte des gisements de gaz contenus dans les faciès littoraux des sept cycles de la partie inférieure de la Formation de Foremost («Belly River basal») du Groupe de Belly River. La date de découverte de chaque zone gazéifère (cycle) est celle du premier gisement découvert.

du modèle de processus de découverte faisant appel à une distribution non paramétrique. Les ressources de la zone se situent entre 1 400 et 6 100 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> (fig. 11).

La zone formée du Grès basal de la Formation de Scollard, qui n'a été que sommairement explorée (une seule découverte), et la zone associée au Grès basal de la Formation de Paskapoo, qui n'est que théorique (aucune découverte), ne peuvent être analysées ni par les méthodes quantitatives actuelles, ni par analogie, et ne sont donc pas prises en compte dans les estimations quantitatives présentées ici.

## CADRE GÉOLOGIQUE

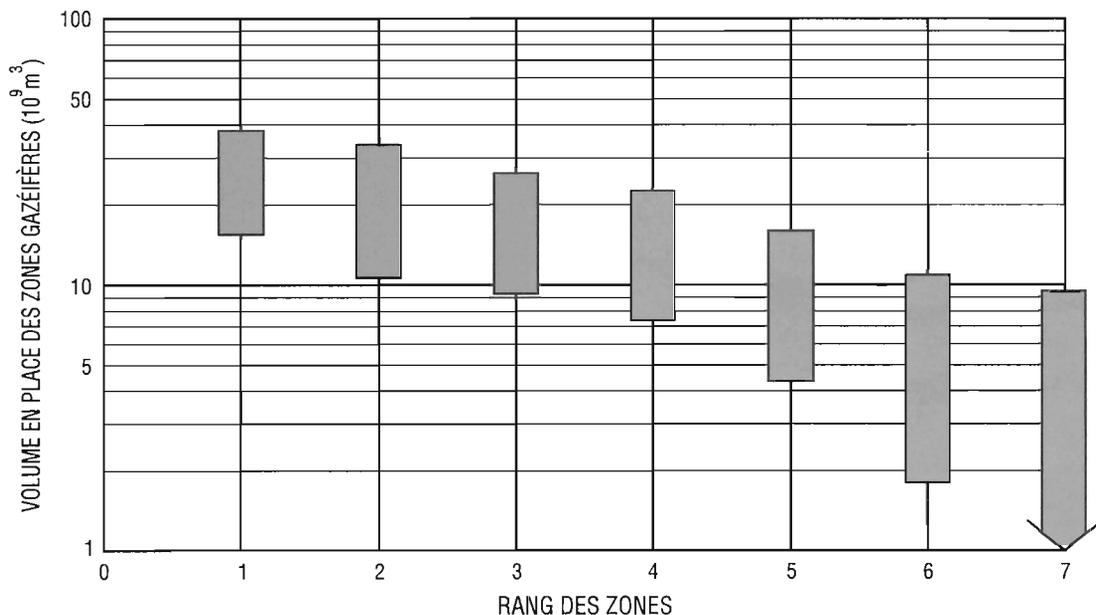
### Introduction

La succession postérieure au Groupe de Colorado des Plaines intérieures de l'Ouest du Canada forme un énorme prisme de roches sédimentaires clastiques atteignant jusqu'à 2,5 km d'épaisseur (jusqu'à 4 km dans les Foothills) et affleurant dans la plus grande partie de l'ouest et du sud des Prairies (fig. 12). Dans cette région, des données de la subsurface peuvent être obtenues par l'entremise de dizaines de milliers de puits. Ce volume de roches compte pour environ 20 pour cent de la partie non érodée de la succession sédimentaire du Phanérozoïque du Bassin sédimentaire

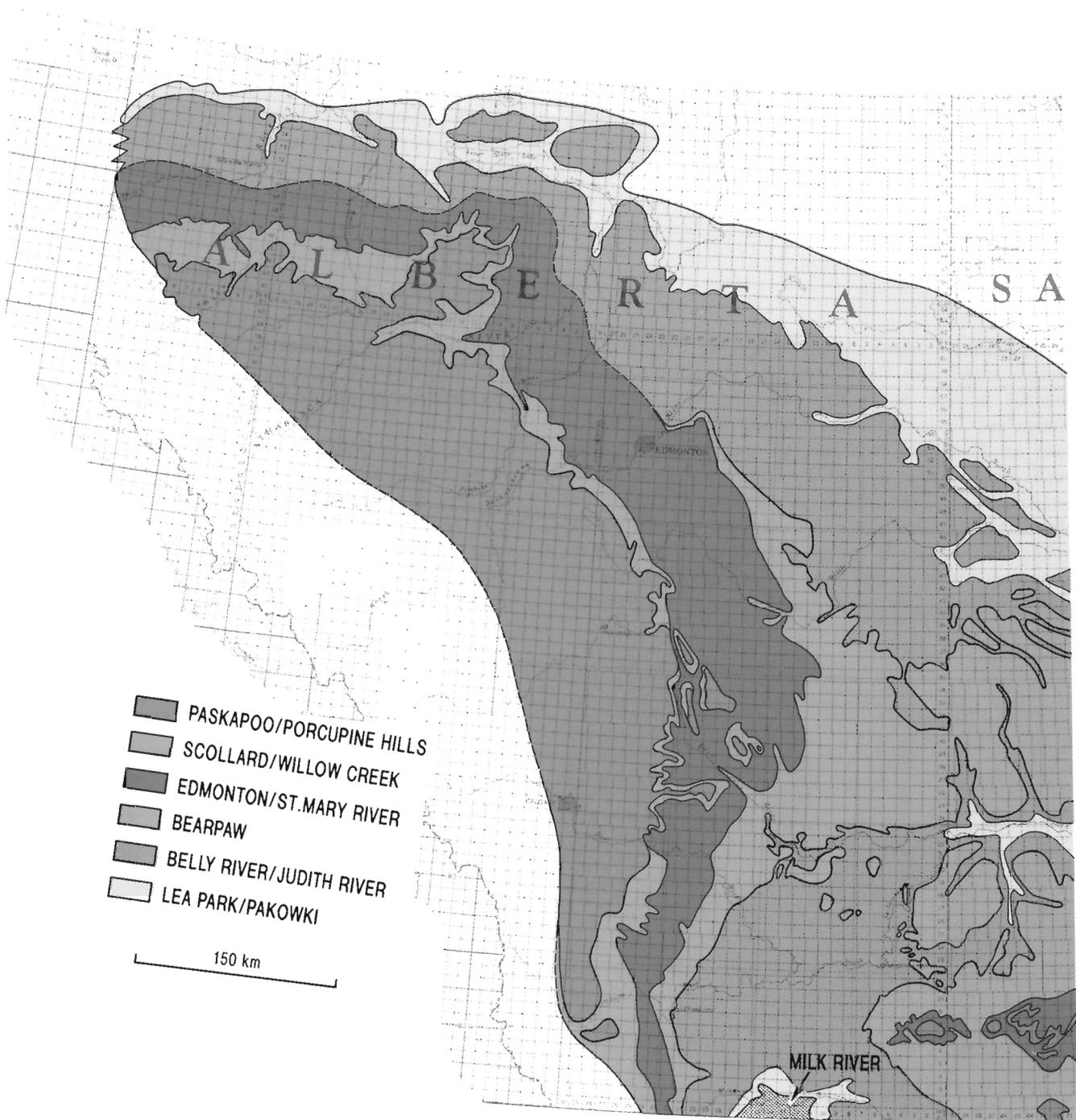
de l'Ouest du Canada (environ 40 pour cent de l'ensemble de la succession du bassin d'avant-pays) et constitue une succession de bassin d'avant-pays bien préservée dont le potentiel a été peu exploré.

La succession se compose d'au moins cinq prismes distincts de roches clastiques de caractère gréseux qui se sont déposées sur une période de plus de 25 millions d'années; ces prismes sont séparés par des langues de roches sédimentaires marines, ou des discordances, et forment ensemble une série de cycles de transgression-régression à grande échelle. Chaque prisme atteint jusqu'à 750 m d'épaisseur, s'épaissit en général vers l'ouest ou le sud-ouest, alors que vers le l'est, le nord-est ou le sud-est, les prismes s'amincissent et passent latéralement, de manière progressive, à des shales marins. Plusieurs d'entre eux se composaient à l'origine de volumes de sédiments presque égaux à celui défini par la partie préservée du Groupe de Mannville. Ces prismes se composent surtout de dépôts continentaux et littoraux.

Les quatre prismes de roches clastiques les plus anciens renferment plus de 1 400 gisements de gaz et de pétrole, et les cinq constituent d'excellents aquifères dans tout le sud de l'Alberta. Les ressources gazières sont concentrées dans la Formation de Milk River et dans la partie inférieure du Groupe de Belly River («partie basale du Groupe de Belly River» ou plus



**Figure 11.** Volume de gaz en place des gisements en fonction du rang des zones associées aux faciès littoraux des sept cycles de la partie inférieure de la Formation de Foremost («Belly River basal») du Groupe de Belly River. Le diagramme indique que les ressources de la zone gazéifère formée du cycle 1 se situent à l'intérieur d'un intervalle de 1 400 à 6 100 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> (intervalle de prévision de 90%).



**Figure 12.** Répartition des cinq prismes de roches clastiques de caractère gréseux, déposées dans des milieux littoraux et non marins, ainsi que des deux langues de mudstones marins associées, dans la succession du Crétacé supérieur-Tertiaire postérieure au Groupe de Colorado dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada.

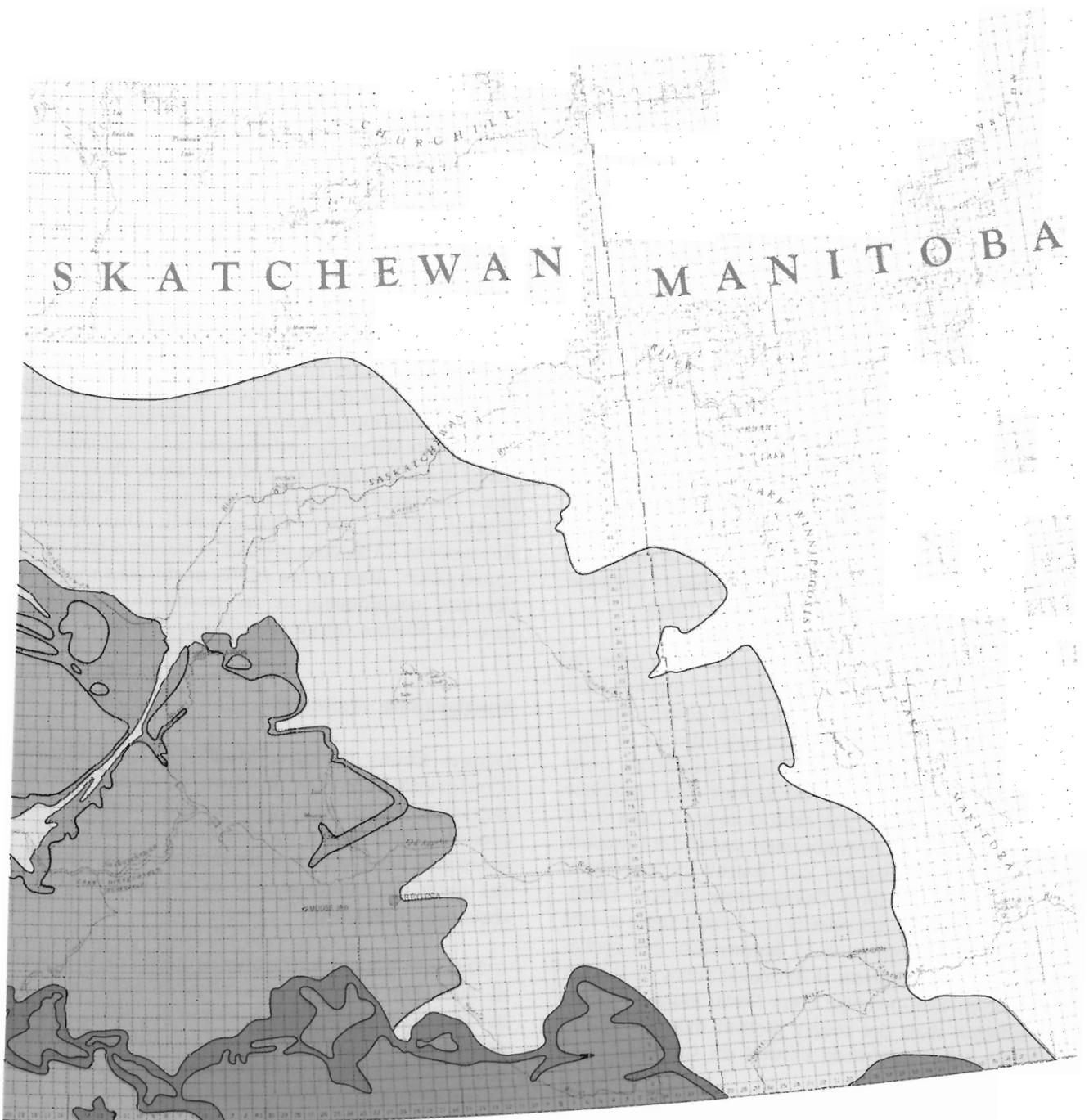


Figure 12. (Suite)

simplement «Belly River basal»), mais on en trouve aussi dans les parties intermédiaire et supérieure de ce groupe, ainsi que dans le Groupe d'Edmonton et la Formation de Scollard. Malgré leur importance volumétrique et géologique dans le bassin, ces roches sont peu étudiées et pourraient receler un potentiel plus vaste qu'on le croit généralement.

### **Notions générales sur la tectonique des bassins d'avant-pays**

La succession sédimentaire de bassin d'avant-pays du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada atteint jusqu'à 8 km d'épaisseur, peut être dans ses grandes lignes corrélée à la séquence de Zuni de Sloss (1963) et est un produit direct de l'évolution de la Cordillère canadienne au Jurassique-Paléocène (Porter et al., 1982; Price, 1994). La convergence entre la mosaïque de terranes allochtones de caractère océanique situés au large des côtes de l'Amérique du Nord et la côte Ouest du continent a culminé par l'accrétion de ces terranes par le jeu d'une collision oblique, ce qui a donné lieu à une compression et à un décollement du prisme de sédiments déposés dans le miogéoclinial au Paléozoïque; ces sédiments ont été télescopés et déplacés vers l'intérieur du continent sous la forme de nappes de charriage en créant l'épaisse ceinture orogénique (Porter et al., 1982; Price, 1994).

La charge induite par l'empilement de nappes de charriage de la ceinture orogénique a produit une flexure de la croûte, qui par voie de conséquence a entraîné la formation par subsidence d'une avant-fosse. L'axe de cet avant-fosse formée au front de l'empilement de nappes s'est déplacé vers l'intérieur du continent à mesure que celui-ci migrerait dans cette direction, tandis que le soulèvement associé et l'érosion de l'empilement émergent ont fourni les matériaux détritiques déposés dans l'avant-fosse (Price, 1994). Outre ces effets, la subsidence de l'avant-fosse a créé des conditions propices à la maturation des roches mères, à la production d'hydrocarbures et à leur migration en aval-pendage (vers l'est), ainsi qu'à leur accumulation dans des pièges partout dans les strates du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada.

### **Orogenèse du Laramide et remplissage du bassin**

Au milieu du Crétacé, la convergence orthogonale s'est transformée en une convergence oblique dirigée vers le nord, à mesure que la plaque Kula se déplaçait vers le nord en travers de la bordure frontale de l'Amérique du Nord en progression, ce qui a entraîné des mouvements de coulissage dextre qui sont devenus le

mode de déformation dominant : les parties occidentales de la Cordillère ont été déplacées sur des centaines de kilomètres vers le nord (Monger, 1989; Price, 1994). Du Crétacé tardif (Turonien/Cénomaniens) à l'Éocène moyen, l'arrimage du superterranes Insulaire (constitué du terrane d'Alexander et de la Wrangellie) de caractère océanique avec l'Amérique du Nord (Monger, 1989; Stockmal et al., 1993; Price, 1994) a mené à une augmentation rapide de la charge tectonique, de la subsidence de l'avant-fosse (créant un espace disponible à la sédimentation) et au recyclage des dépôts antérieurs, surtout au sud de 56°N (Stockmal et Beaumont, 1987, Price, 1994). Du Campanien au Paléocène, il s'en est suivi le dépôt rapide d'une série de prismes de sédiments clastiques de caractère molassique et synorogénique montrant des faciès marins à non marins; ces sédiments se sont déposés généralement au cours de phases de régression sur une période de quelque 20 à 25 millions d'années et leur épaisseur a pu atteindre jusqu'à 2,5 km (taux maximal de sédimentation d'environ 175 m/Ma; Rosenthal, 1984). Cette succession est centrée sur le sud-ouest et le centre ouest de l'Alberta et elle témoigne de la dernière phase de compression dans l'évolution de l'avant-pays (Porter et al., 1982; Price, 1994). Une phase de transtension à l'Éocène précoce et moyen a mis fin à la convergence, ainsi qu'au soulèvement isostatique et à l'érosion consécutive de la succession d'avant-pays dans les Plaines intérieures (Price, 1994).

### **Stratigraphie régionale**

D'après Embry (1990) et Miall (1991), les séquences stratigraphiques des bassins d'avant-pays sont clairement régies par l'activité tectonique régionale, comme en témoignent les variations dans la source des sédiments, les régimes sédimentaires et la répartition des zones de soulèvement et de subsidence entre des séquences successives.

Dans les Plaines intérieures, la partie de la séquence de Zuni dont le dépôt est postérieur à celui du Groupe de Colorado (Sloss, 1963; Porter et al., 1982) forme un prisme s'amincissant vers l'est dont l'épaisseur maximale à l'origine atteignait au moins 2,5 km et qui s'étendait jusqu'au Manitoba (Dawson et al., 1994). Ultérieurement, à l'Éocène, ce prisme a été partiellement érodé au début du régime d'extension crustale (Monger, 1989; Price, 1994), ne laissant dans les Plaines intérieures que des lambeaux d'érosion. Il est probable qu'aucune arche importante n'ait été active (même si Lorentz [1982] a affirmé qu'un soulèvement de l'arche de Sweetgrass/Bow Island a été relié aux chevauchements laramidiens) et que la plupart

des sédiments proviennent du recyclage des matériaux des strates du Paléozoïque précoce et du Mésozoïque situées dans les Rocheuses en surrection (Rahmani et Lerbekmo, 1975; Porter et al., 1982; Stott, 1984; Jerzykiewicz, 1985; Mack et Jerzykiewicz, 1989; Price, 1994).

Les strates postérieures au Groupe de Colorado forment dans leur ensemble une séquence négative (Jerzykiewicz, 1985). Au moins cinq grands prismes de roches clastiques correspondant à autant de pulsations orogéniques forment les matériaux de remplissage d'un bassin d'avant-pays et témoignent d'un contrôle assuré par des vitesses variables de subsidence tectonique (Jerzykiewicz, 1985; Mack et Jerzykiewicz, 1989). Jerzykiewicz et Labonte (1991), ainsi que Leckie et Smith (1993), ont remarqué que dans la partie proximale de l'avant-pays, le système de drainage dominant est orienté perpendiculairement à l'axe du bassin dans les phases comblées et parallèlement à l'axe du bassin dans les phases non comblées.

Une vaste mer intérieure s'avancait sur le continent entre le Bouclier canadien et la ceinture orogénique active de la Cordillère (Stott, 1984), depuis l'Arctique jusqu'au golfe du Mexique; l'orientation de ses lignes de rivage variait du nord-ouest au nord-est (Rosenthal, 1984). Les milieux de sédimentation étaient en général non marins à l'ouest, alors qu'à l'est on retrouvait des milieux marins à faible taux de sédimentation (Leckie et Smith, 1993; Dawson et al., 1994). Les dépôts sont constitués d'une série de cycles de transgression-régression empilés (Dawson et al., 1994); au sein de l'empilement, on constate une diminution de l'influence marine en progressant vers les cycles les plus récents. Le climat variait de tempéré chaud à subtropical et l'humidité augmentait vers le nord à partir de conditions de semi-aridité (Jerzykiewicz et Sweet, 1988).

La nomenclature stratigraphique appliquée à la succession postérieure au Groupe de Colorado du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, dont

l'établissement suivant différents schémas a surtout été caractérisée par un manque de consistance (voir Dawson et al., 1994), est illustrée à la figure 13. La succession est divisée en cinq grands prismes de roches clastiques ou assemblages sédimentaires :

- 1) Formation de Milk River (et équivalents) du Campanien précoce : sédiments de milieux marins peu profonds et de milieux littoraux, accompagnés de faibles quantités de sédiments fluviaux;
- 2) Groupe de Belly River (Judith River) du Campanien moyen et tardif : sédiments de milieux fluviaux, littoraux, estuariens et marins peu profonds;
- 3) Groupe d'Edmonton (et équivalents) du Maastrichtien moyen et tardif : sédiments de milieux fluviaux, littoraux et marins peu profonds;
- 4) Formation de Scollard (et équivalents) du Maastrichtien tardif et Paléocène précoce : sédiments fluviaux;
- 5) Formation de Paskapoo (et équivalents) du Paléocène précoce à tardif : sédiments fluviaux

Ces assemblages sédimentaires sont séparés par des langues de sédiments marins déposés lors de transgressions (entre les prismes de la partie inférieure de la succession) ou par des discordances régionales (entre les prismes de la partie supérieure de la succession). En progressant vers le haut de l'empilement, les prismes de roches clastiques sont caractérisés par des faciès davantage continentaux que marins. Dans les assemblages inférieurs, les cycles de transgression-régression d'ordre supérieur sont très importants à l'échelle locale et témoignent probablement de changements dans l'influence relative de la subsidence tectonique et des apports de sédiments.

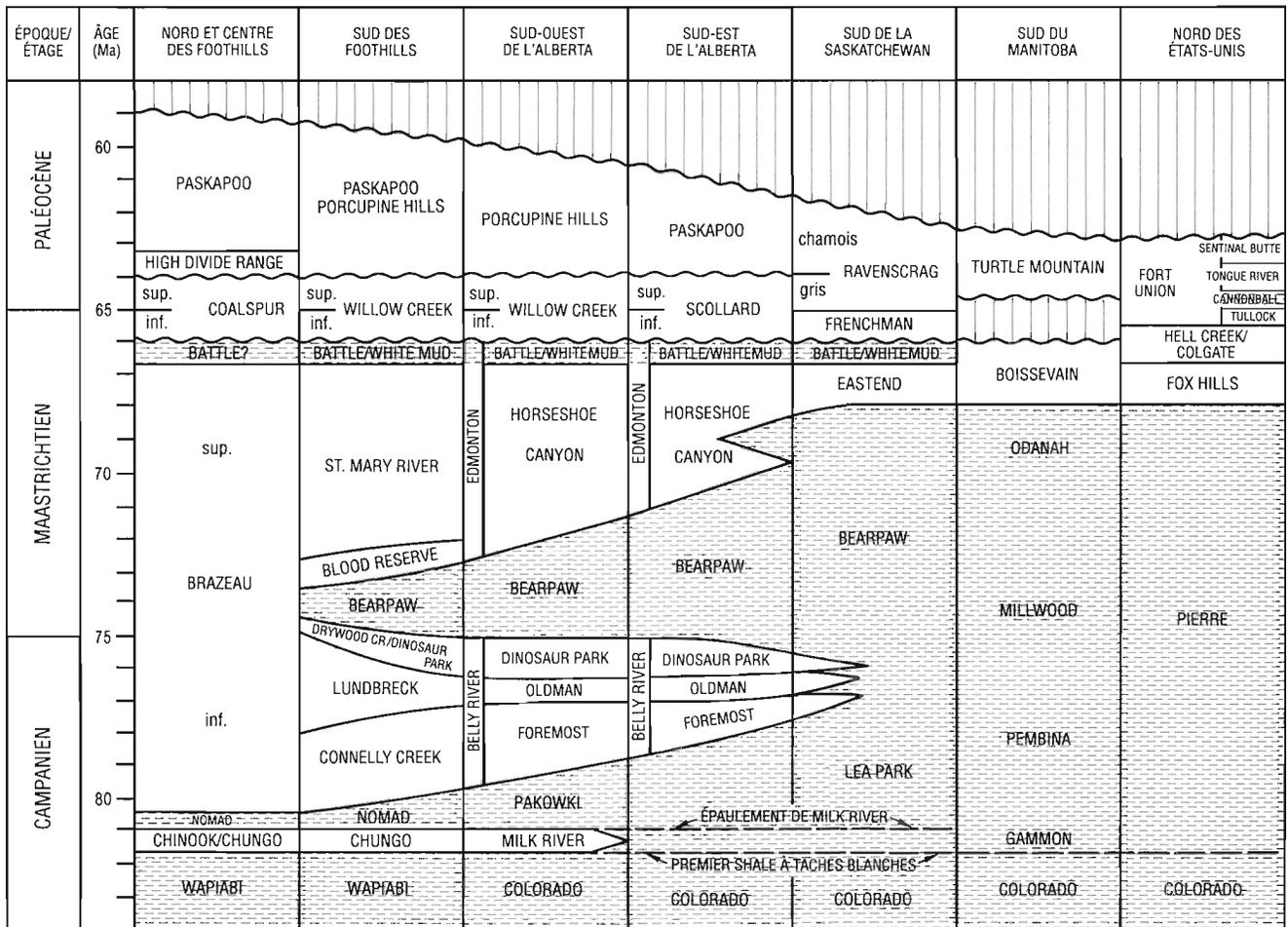


Figure 13. Tableau de corrélation stratigraphique de la succession postérieure au Groupe de Colorado dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada et les régions avoisinantes.

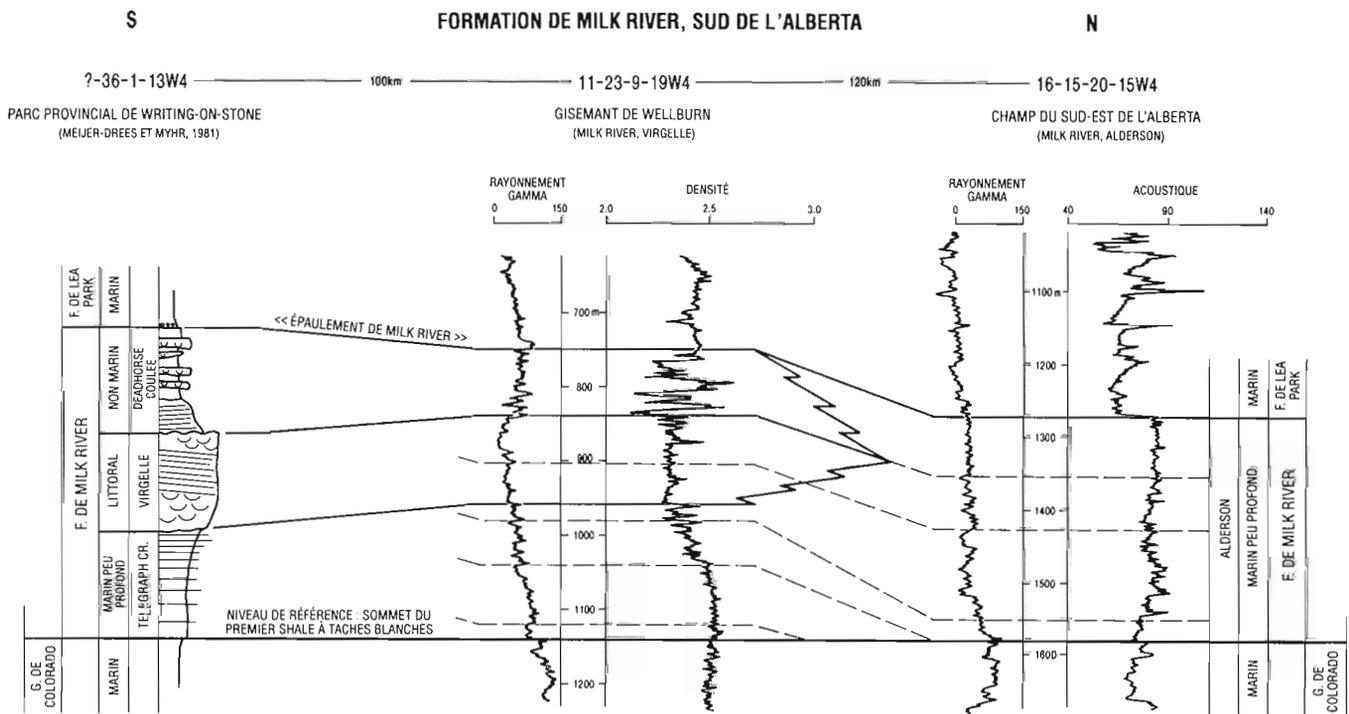
**Assemblage 1 : Formation de Milk River  
(y compris les membres de Chungo et de  
Chinook de la Formation de Wapiabi)**

Les strates rapportées aux unités stratigraphiques de Milk River, de Chungo et de Chinook sont formées des premiers sédiments de la succession postérieure au Groupe de Colorado en Alberta. Ces sédiments se sont déposés au cours d'une période de régression et reposent directement sur ceux qui se sont déposés pendant la phase culminante de la transgression précédente (le Premier shale à taches blanches situé au sommet du Groupe de Colorado; Wall et Germundsen, 1963). Ces sédiments déposés au Campanien précoce signalent le commencement de l'ensemble de la succession postérieure au Groupe de Colorado (Stott, 1984; Leckie, 1989). À l'époque du dépôt de ces sédiments, il se peut que la Cordillère en voie de formation ait pu être située à plusieurs centaines de kilomètres à l'ouest et au sud-ouest des plaines de l'Alberta, et rien n'indique l'existence de régions émergentes de vaste étendue dans la partie canadienne du bassin.

Dans l'extrême sud de l'Alberta, la Formation de Milk River, et les unités équivalentes, se composent de

prismes de roches clastiques de caractère gréseux qui bordent les marges ouest et sud-ouest du bassin de l'Alberta et constituent les parties les plus distales de lobes sédimentaires (fig. 14). Il se peut que les divers lobes sédimentaires qu'il est possible de relever ne soient pas contemporains les uns des autres (Sweet et Braman, 1990) et occupent des positions géographiques différentes dans le bassin. Une transgression, importante quoique éphémère, révélée par la présence des shales marins sus-jacents des unités stratigraphiques de Nomad, de Pakowki et de Lea Park, a mis fin à ce cycle de progradation.

La Formation de Milk River repose en contact net sur le Premier shale à taches blanches, l'unité sommitale du Groupe de Colorado, et est surmontée à son tour en contact net par les shales marins du Membre de Pakowki et de la Formation de Lea Park; ce dernier contact se manifeste sur de grandes étendues par l'existence d'une mince couche de galets de chert (Glass, 1990). D'après des indices paléontologiques et stratigraphiques, cette surface de discontinuité pourrait constituer une disconformité régionale (Braman et Sweet, 1990). La formation est divisée en trois membres (fig. 14) qui sont, par ordre ascendant, les suivants : a) Membre de Telegraph Creek, unité



**Figure 14.** Coupe stratigraphique de la Formation de Milk River, dans le sud de l'Alberta, montrant la stratigraphie et les faciès réservoirs.

constituée d'une interstratification de mudstone, de siltstone et de grès; b) Membre de Virgelle, unité constituée de grès littoraux en couches épaisses; et c) Membre de Deadhorse Coulee, faciès fluviale constitué d'une interstratification de grès, de mudstone et de quelques couches de charbon (Meijer Drees et Myhr, 1981). Vers l'intérieur du bassin, au nord-est, ces membres semblent passer de manière progressive à des mudstones silteux bioturbés de milieux marins peu profonds, dans lesquels sont interstratifiés de minces couches de grès, et que l'on attribue au Membre d'Alderson (Meijer Drees et Myhr, 1981) (fig. 14).

Dans le sud-est de l'Alberta, la Formation de Milk River contient la plus grande partie des réserves de gaz découvertes dans la succession postérieure au Groupe de Colorado; les réserves de gaz sont réparties dans un petit nombre de gisements et peu de ressources demeurent à découvrir. Le gaz est en grande partie piégé dans les strates à grain fin du Membre d'Alderson.

Stott (1961, 1963, 1967) a défini le Membre de Chungo de la Formation de Wapiabi dans le sud et le centre des Foothills (Groupe d'Alberta), et le nord des Foothills (Groupe de Smoky). Le Membre de Chungo passe latéralement vers l'est à travers les Foothills à des mudstones présents dans la subsurface de la partie ouest des Plaines intérieures et être présent sous forme de plusieurs lobes sédimentaires d'étendue géographique limitée tout le long des Foothills (Stott, 1963). Le contact supérieur a été placé à la hauteur d'une mince couche de galets de chert d'aspect distinct et d'une grande continuité à l'échelle régionale (probablement séparée par une surface de disconformité) (Stott, 1963) qui est surmontée en contact net d'une succession de mudstones, de siltstones et de grès marins de couleur gris sombre du Membre de Nomad (Stott, 1963). Dans le nord des Foothills, le Membre de Chinook de la Formation de Wapiabi (Gleddie, 1949) s'étend vers l'est dans la subsurface de la partie nord des Plaines intérieures. Le Membre de Chinook repose sur des mudstones marins et est surmonté en contact net par les mudstones marin du Membre de Nomad et est par conséquent presque équivalent au Membre de Chungo, comme l'avance Stott (1963). Il se compose d'une séquence négative de mudstones, de siltstones et de grès s'amincissant vers l'est, ainsi que de minces couches de conglomérats près

du sommet. Ces dernières renferment des gisements de gaz dans le nord des Foothills (Osadetz et al., en préparation).

### *Assemblage 2 : Groupe de Belly River (Judith River)*

Au début de l'orogénèse du Laramide, le prisme de roches clastiques de milieux non marins à marginomarine du Groupe de Belly River du Campanien a progressé vers l'est (McLean, 1971; Ogunyomi et Hills, 1977; Stott, 1984). Les vitesses de subsidence ont augmenté sensiblement au Campanien, comme l'indiquent les taux de sédimentation accrus atteignant jusqu'à 120 m/Ma dans le sud et diminuant vers le nord (Chamberlain et al., 1989). Le synchronisme des grands changements lithostratigraphiques dans le centre et le sud des Foothills dénote un contrôle tectonique régional, auquel se superposent peut-être les effets d'une faible variation eustatique (Jerzykiewicz et Sweet, 1988).

La succession formée de la Formation de Pakowki et du Groupe de Belly River constitue le cycle de régression de Claggett de Caldwell (1983), qui est contemporain du soulèvement et de la déformation des secteurs à l'est du Domaine d'Omineca consécutifs à la mise en place du superterrané Insulaire (79 - 80 Ma) (Leckie, 1989; Dawson et al., 1990; Price, 1994). Au moment du dépôt de cette succession, la Cordillère en voie de formation se trouvait à quelque 300 à 400 km à l'ouest des plaines de l'Alberta méridionales. Les arches cratoniques n'étaient pas très actives, même s'il a pu se produire un léger soulèvement par à coups de l'arche de Sweetgrass et une légère flexure du bassin de l'Intérieur (Caldwell, 1983). Rien n'indique l'existence de terrains émergents dans le bassin. Toutefois, l'arche de Bow Island pourrait constituer le point d'inflexion séparant la zone de subsidence rapide du synclinal de l'Alberta à l'ouest de la zone de subsidence moins rapide du bassin de Williston à l'est à un endroit où des lignes de rivage superposées pourraient avoir été repérées.

Le prisme de roches clastiques du Groupe de Belly River composé principalement de faciès fluviales forme essentiellement un dépôt molassique qui s'amincit et devient plus récent vers l'est et le nord-est

à mesure que les shales marins sous-jacents et latéralement interstratifiés des formations de Pakowki et de Lea Park s'épaississent (Shaw et Harding, 1949; Iwuagwu et Lerbekmo, 1984). Selon Jerzykiewicz (1985), la présence d'un prisme de roches clastiques entre deux langues de sédiments marins dont le dépôt témoigne d'une période de régression maximale, ajoutée à la présence d'épaisses couches de mudstone et de charbon, indique que la vitesse de subsidence tectonique n'était pas uniforme. La plupart des dépôts molassiques montrent des directions longitudinales par rapport à l'axe du bassin (Eisenbacher et al., 1974) et les indicateurs de transport des sédiments identifiés dans le Groupe de Belly River témoignent d'une dispersion à l'intérieur du bassin s'effectuant à partir du sud-ouest et du nord-ouest. Dans le centre des Foothills, une forte concentration de matériaux volcano-détritiques et une abondance de bentonites dans ces strates ont poussé Mack et Jerzykiewicz (1989) à conclure qu'il s'est produit au début de la sédimentation du Groupe de Belly River un important événement qui a amené des matériaux volcaniques dans la zone de drainage. Cet événement pourrait avoir été de caractère mixte, combinant les effets du jeu de chevauchements et d'une activité volcanique, ou n'avoir été tout simplement que le fait d'un important chevauchement ayant amené des matériaux volcaniques plus anciens dans la région en question.

Dans la partie sud des Plaines intérieures, le Groupe de Belly River (Judith River) repose sur des shales marins et en est surmonté et constitue un épais prisme de roches clastiques formé essentiellement de dépôts non marins et margino-marins. Du bas vers le haut, on y reconnaît les formations de Foremost, d'Oldman et de Dinosaur Park, qui sont caractérisées par des géométries sédimentaires, des contextes tectono-stratigraphiques et des distributions d'hydrocarbures distincts (fig. 15 et 16).

La Formation de Foremost forme un prisme s'amincissant vers l'est constitué de cortèges de faciès littoraux se terminant en biseau sur une surface de discordance et à l'arrière desquels s'observent d'épais

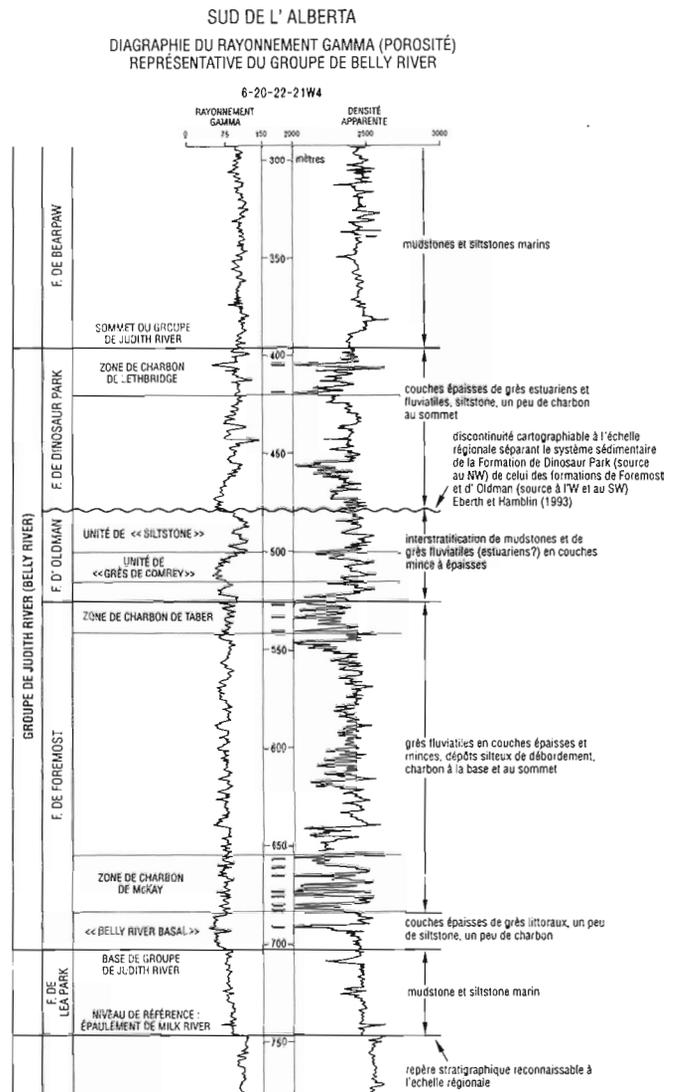
dépôts fluviatiles d'aggradation. Sur le plan régional, les cortèges de sédiments littoraux du «Belly River basal» peuvent être divisés en sept cycles de progradation composites, superposés et séparés par des surfaces d'inondation marine. Chaque cycle adopte la forme d'un biseau de progradation qui peut être mis en corrélation avec des shales à l'est (Hamblin et Abrahamson, 1993) (fig. 16 et 17). La zone de dépôt gréseux maximal au sein de chaque cycle se trouve à l'est et stratigraphiquement au-dessus de celle du cycle précédent (fig. 16, 17 et 18a), indiquant que le taux de sédimentation supérieur à la vitesse de subsidence de l'avant-pays a permis une progradation régulière, bien que non continue, vers l'est sur plus de 400 km pour atteindre l'ouest de la Saskatchewan sur une période de quelque 3 à 4 millions d'années (Hamblin et Abrahamson, 1993; Hamblin, 1995). Des relations géométriques semblables peuvent être reconnues à l'intérieur de chaque cycle composite dans des secteurs plus restreints (Power et Walker, sous presse).

La Formation d'Oldman s'amincit vers le nord et le nord-est, et est constituée à la base du «grès de Comrey» et au sommet de l'«unité de siltstone» (fig. 15 et 16). Le grès de Comrey repose sur une surface reconnaissable à l'échelle régionale et se compose essentiellement de matériaux gréseux de remplissage de vallées encaissées de direction sud-ouest (paléocourants dirigés vers le nord-est), constitués d'unités de chenaux à granodécroissance ascendante superposées de forme lenticulaire et peu sinueuse (Hamblin, 1994a) (fig. 18b et 19). L'«unité de siltstone» sus-jacente est composée de minces couches de mudstones et de grès fins interstratifiés et renferme des horizons pédogéniques montrant la trace de racines. Des données provenant du secteur sud-est de l'Alberta nous portent à croire que cette unité est associée à une transgression méconnue en provenance de l'est (Troke et al., 1992). La séquence de la Formation d'Oldman pourrait témoigner d'une intensification de la subsidence de l'avant-pays, se manifestant par une augmentation de l'espace disponible, une diminution du taux de sédimentation et une augmentation de l'aggradation verticale (Hamblin, 1995).

La Formation de Dinosaur Park est limitée à sa base par sur une surface reconnaissable à l'échelle régionale (fig. 15 et 16) et s'amincit vers le sud-est (Eberth et Hamblin, 1993; Hamblin, 1994c). Elle est caractérisée à sa base par des matériaux de remplissage de vallées encaissées de direction ouest-nord-ouest (paléocourants dirigés vers l'est ou le sud-est), constitués de plusieurs épaisses unités superposées de grès de chenaux à granodécroissance ascendante très sinueuses (Eberth et Hamblin, 1993) (fig. 18c et 19). Ces unités sont surmontées d'une succession de grès et de siltstone interstratifiés, qui est suivie de la Zone de charbon de Lethbridge et des sédiments marins de la Formation de Bearpaw.

La succession verticale d'unités au sein du Groupe de Belly River, qui montre une uniformité à l'échelle régionale, dénoterait une augmentation de la vitesse de subsidence de l'avant-pays dans le sud de l'Alberta, ce qui présage de la transgression de la Mer de Bearpaw à partir du sud-est (Hamblin, 1995) (fig. 18d).

Le Groupe de Belly River (Judith River) renferme la plupart des gisements de gaz connus dans la succession postérieure au Groupe de Colorado, même si ces derniers ne comptent que pour 15 pour cent des réserves découvertes. Toutefois, il reste à découvrir quelque 85 pour cent du potentiel prévu de cette succession au sein des roches de cette unité (Hamblin et Lee, 1995).



**Figure 15.** Stratigraphie interne et diagraphe géophysique type du Groupe de Belly River, dans la subsurface du sud de l'Alberta.



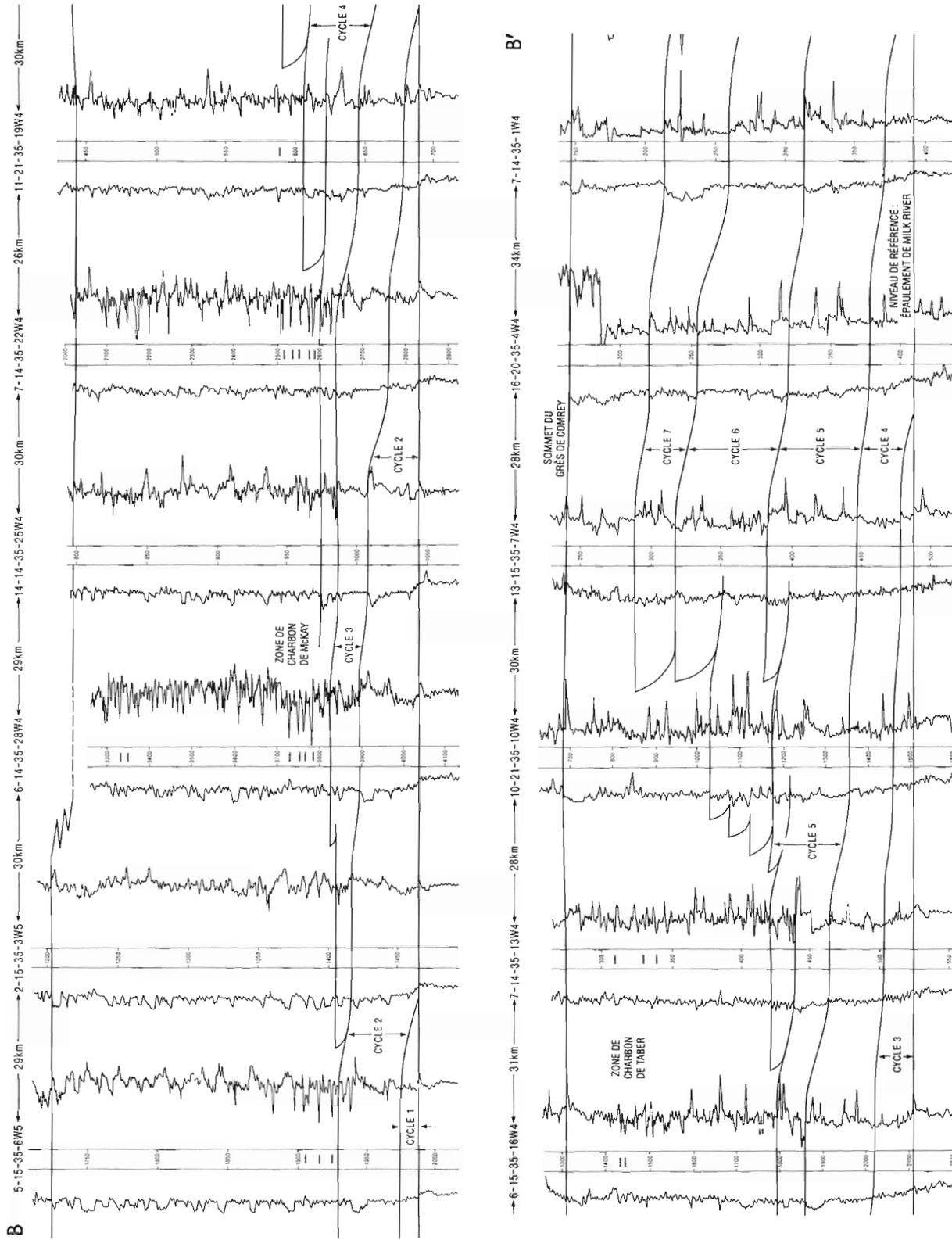
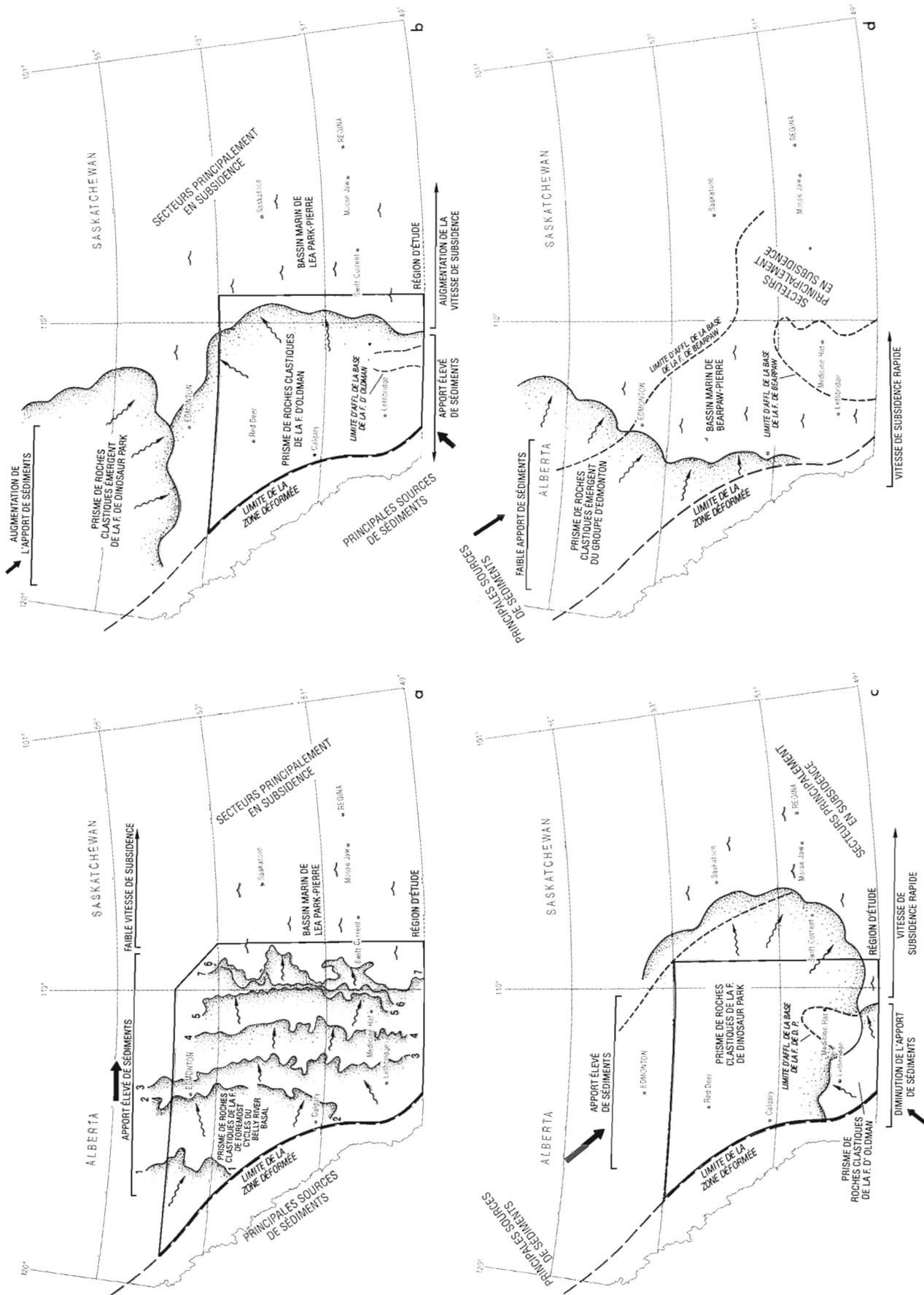
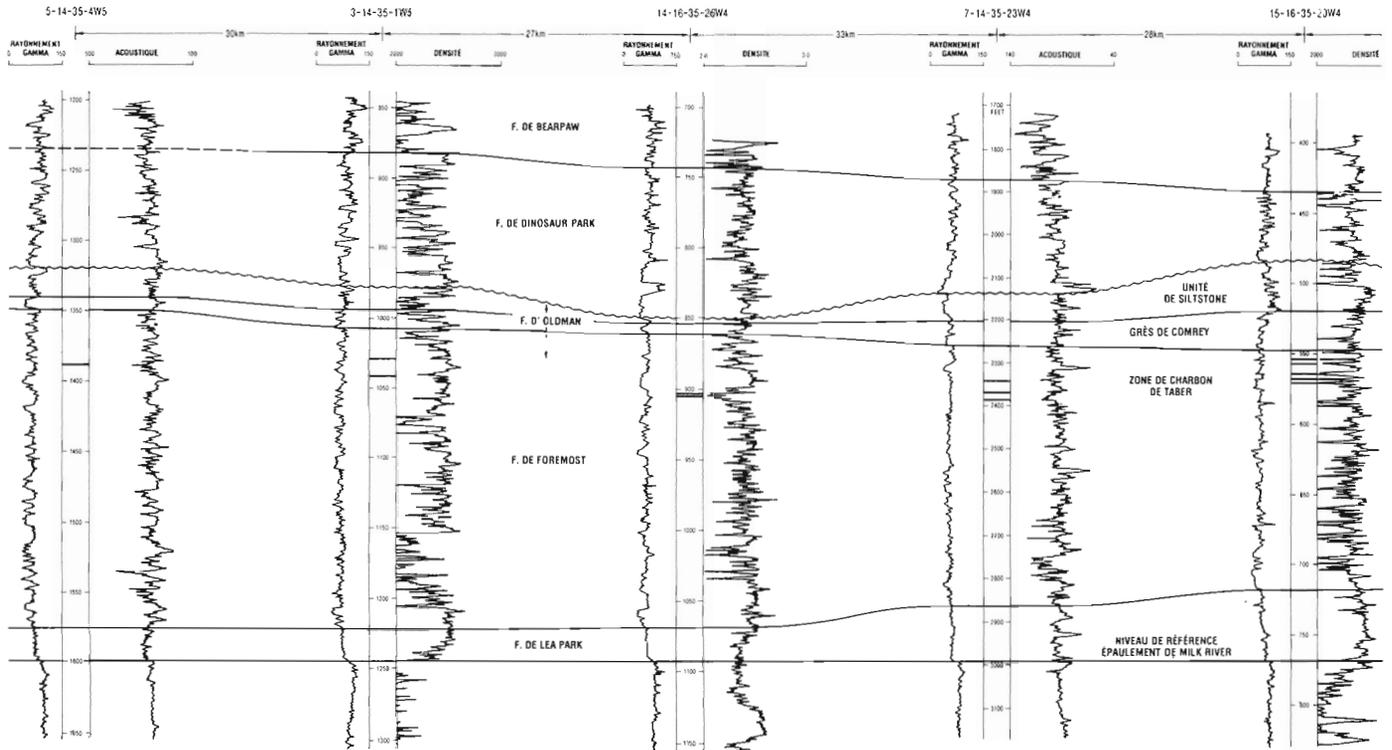


Figure 17. Coupe stratigraphique ouest-est des cycles de faciès littoraux de progradation de la Formation de Foremost («Belly River basal»), dans le sud de l'Alberta.



**Figure 18.** Évolution des systèmes sédimentaires du Groupe de Belly River au Campanien. a) Cycles de la partie inférieure de la Formation de Foremost («Belly River basal») témoignant d'une progradation vers l'est dans le sud de l'Alberta; b) système sédimentaire de la Formation d'Oldman, qui est le reflet d'une progradation depuis le nord-ouest vers le sud-ouest dans le sud de l'Alberta; c) système sédimentaire de la Formation de Dinosaur Park, montrant une progradation depuis le nord-ouest vers le sud-ouest et l'est dans le sud de l'Alberta; d) transgression de la Mer de Bearpaw au Campanien tardif, accompagnée du dépôt de sédiments de mer peu profonde sur le prisme de roches clastiques du Groupe de Belly River, dépôt marin qui marque la fin de la sédimentation de Belly River.

B(W)



B' (E)

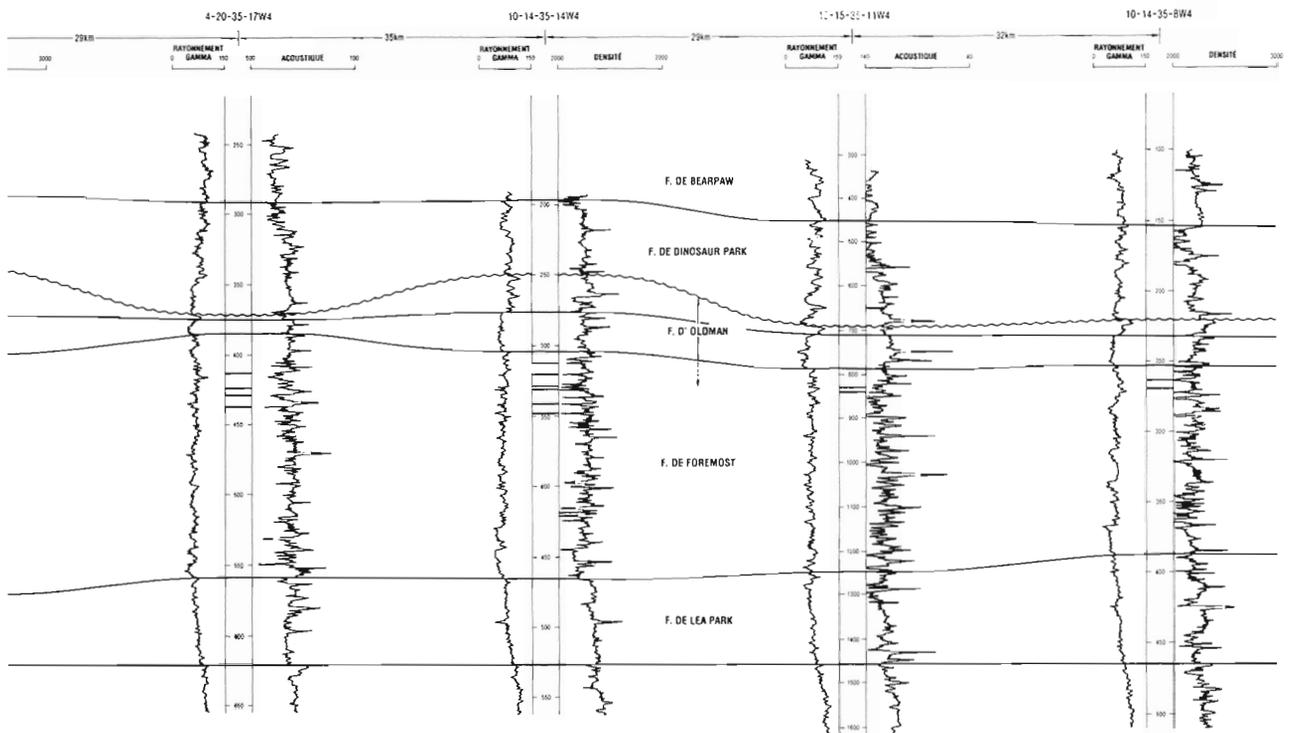


Figure 19. Coupe stratigraphique ouest-est, montrant la répartition et le style sédimentaire des formations d'Oldman et de Dinosaur Park du Groupe de Belly River.

### ***Assemblage 3 : Groupe d'Edmonton (y compris les formations de Horseshoe Canyon, de St. Mary River et d'Eastend)***

Les strates des formations de Horseshoe Canyon, de St. Mary River et d'Eastend des Plaines intérieures forment un vaste prisme s'amincissant vers l'est, constitué de sédiments généralement non marins déposés le long de la marge occidentale de la mer intérieure en voie de retrait de Bearpaw. Cette mer intérieure pourrait s'être étendue de l'Arctique à l'Atlantique jusqu'au golfe du Mexique (Gibson, 1977; Lerand, 1983).

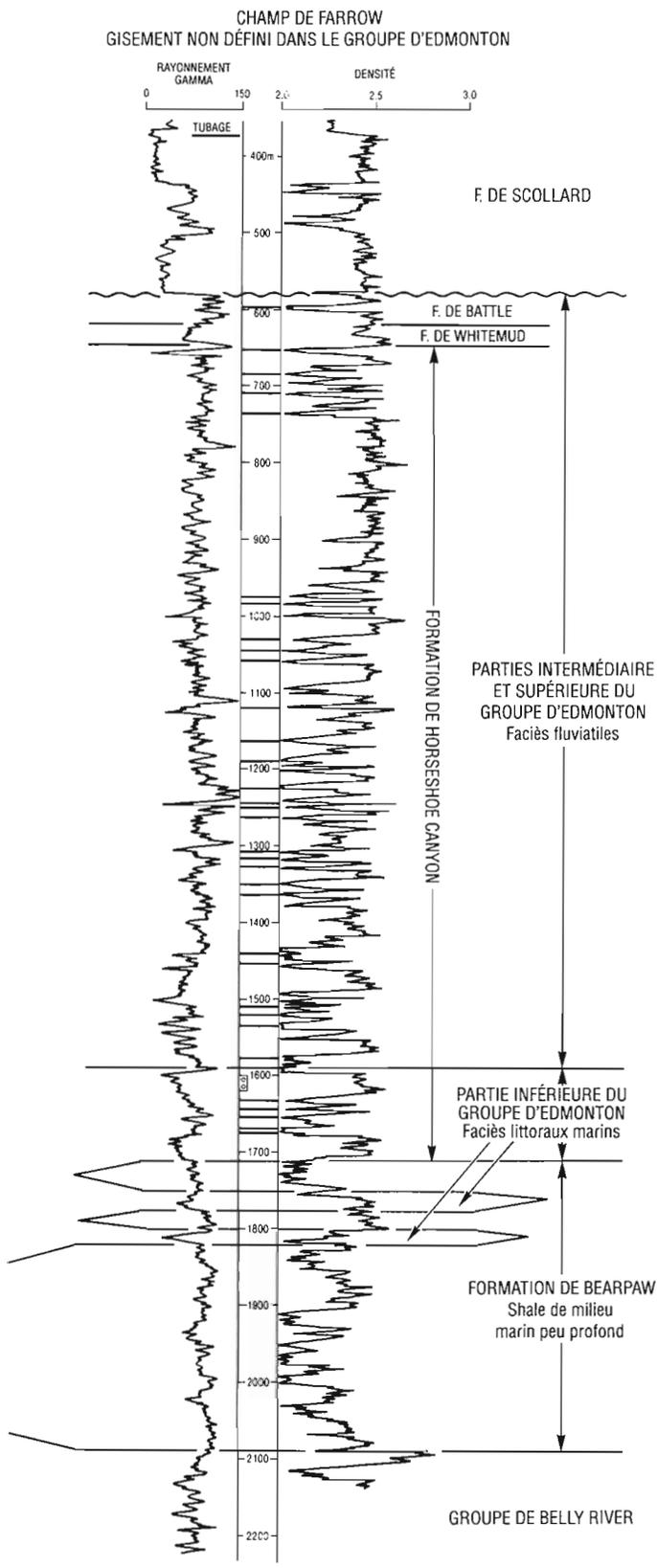
La première transgression marine rapide de la Mer de Bearpaw (dernière grande transgression marine dont les traces sont préservées dans la stratigraphie) a été associée à une subsidence d'origine tectonique causée par d'importants mouvements de chevauchement et par la surcharge tectonique. Elle s'est déroulée de manière diachrone dans le sud-ouest de la Saskatchewan et s'est étendue vers le nord-ouest, un peu au-delà des régions d'Edmonton et de Pembina, ainsi qu'au nord de l'arche de Peace River (Shepherd et Hills, 1970; Stelck et al., 1976; McCabe et al., 1989; Nadon, 1988). Les shales de la Formation de Bearpaw s'amincissent vers l'ouest et le nord, s'épaississent vers l'est et le sud, aux dépens des prismes de roches clastiques sous-jacents et sus-jacents, pour faire partie des formations de Riding Mountain et de Pierre (Caldwell, 1968; Shepherd et Hills, 1970; Stelck et al., 1976).

Après une période de relâchement et de soulèvement isostatiques, l'augmentation rapide de l'apport de sédiments qui s'est produite par la suite a permis la progradation du prisme de roches clastiques de milieux non marins pendant que la Mer de Bearpaw se retirait rapidement vers l'est, d'abord du centre, puis du sud-ouest de l'Alberta, et finalement du sud-est de l'Alberta et de la Saskatchewan (Shepherd et Hills, 1970; Rahmani et Schmidt, 1975; McCabe et al., 1986; Nadon, 1988). L'interdigitation complexe résultante des faciès marins de la Formation de Bearpaw du Maastrichtien et des faciès non marins du Groupe d'Edmonton a résulté en un contact diachrone entre les faciès marins et non marins, défini par une zone de transition formée de lithologies variables (Wall et al., 1971; Shepherd, 1978; McCabe et al., 1986).

La Formation de Horseshoe Canyon est constituée d'une interdigitation complexe de lithologies fluvio-deltaïques organisées en un prisme de roches clastiques s'épaississant vers l'ouest (à tous les niveaux du prisme) formé d'une succession de grès et de siltstones déposés dans des milieux d'eau douce à saumâtre et non marins (Elliot, 1960; Gibson, 1977). Le prisme est caractérisé par la grande étendue latérale et la variabilité de ses faciès, un grain généralement fin de ses lithologies, une multitude de minces couches de charbon et une abondance de bentonites (Allan et Sanderson, 1945; Havard, 1971). La partie inférieure du prisme affiche les caractéristiques sédimentaires et fauniques des dépôts de basse plaine deltaïque : sédiments de chenal distributaire et d'île barrière et dépôts lagunaires d'arrière-barrière. La sédimentation s'est effectuée dans un rentrant de la côte au sein de complexes estuariens et d'îles barrières (Rahmani, 1983) (fig. 20). Les lignes de rivage sont orientées ouest-sud-ouest et la mer libre s'étendait au sud à Drumheller. La tendance générale à la progradation a été interrompue par quatre rapides transgressions marines qui ont laissé leurs traces dans la stratigraphie des 50 m inférieurs de la zone de transition (Rahmani, 1983). La partie supérieure du prisme de roches clastiques affiche les caractéristiques d'une sédimentation de haute plaine deltaïque dans un milieu caractérisé par un réseau de chenaux anastomosés de grandes et petites dimensions (Gibson, 1977) (fig. 20). Les formations de Horseshoe Canyon et d'Eastend sont surmontées en concordance par les grès fluviaux de la Formation de Whitemud qui sont à son tour surmontés en concordance des shales lacustres de la Formation de Battle (Irish, 1970). Cette dernière unité contient plusieurs minces couches de tuf attribuées au Tuf de Kneehills (Allan et Sanderson, 1945; Ritchie, 1960).

Selon Rahmani et Schmidt (1975), et Rahmani et Lerbekmo (1975), les sédiments auraient été transportés vers l'est dans de petits cours d'eau transversaux menant à un réseau de drainage longitudinal de direction nord-ouest s'étendant à la grandeur du bassin dans les Plaines intérieures et dont la source se situait dans un secteur soulevé dans le centre ou le nord de la Colombie-Britannique (fig. 18d). Une activité volcanique pénécemporaine a laissé des traces importantes. Mack et Jerzykiewicz (1989) ont pour leur part placé le Groupe d'Edmonton

**DIAGRAPHIE DU RAYONNEMENT GAMMA (POROSITÉ)  
REPRÉSENTATIVE DU GROUPE D'EDMONTON  
10 - 29 - 19 - 24W4**



dans leur «étage pétrographique II» en raison des indices de calme tectonique relatif, de l'importance décroissante des sources de sédiments associées au jeu de failles de chevauchement dans les Rocheuses et de la réintroduction de sources de sédiments principalement situées dans le Domaine d'Omineca. Pour eux également, l'activité volcanique était encore nettement importante.

Le Groupe d'Edmonton renferme une faible proportion des réserves de gaz de la succession postérieure au Groupe de Colorado, qui sont réparties dans un petit nombre de gisements; on suppose qu'il devrait renfermer une très modeste proportion des ressources totales. Toutefois, ce prisme de roches clastiques a été moins bien étudié que celui du Groupe de Belly River sous-jacent, et des études plus poussées pourraient révéler d'autres possibilités.

**Figure 20.** Stratigraphie interne et signature diagraphique type du Groupe d'Edmonton, dans la subsurface du sud de l'Alberta.

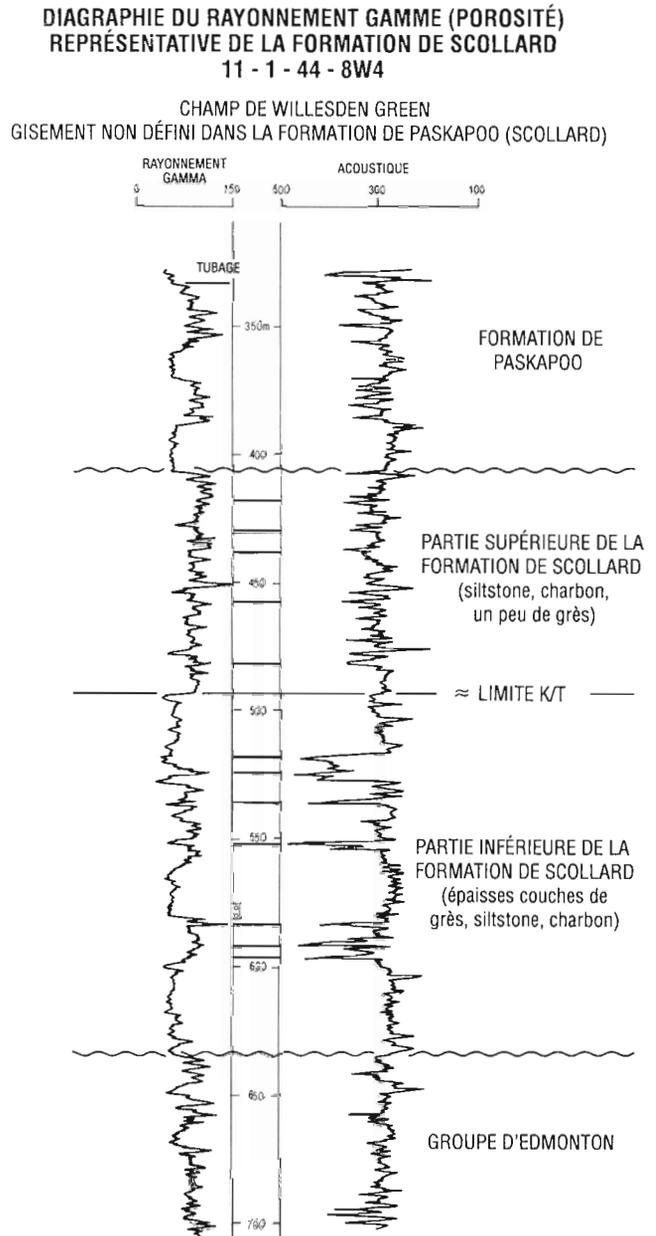
**Assemblage 4 : Formation de Scollard (y compris les formations de Coalspur, de Willow Creek, de Frenchman et de Ravenscrag)**

Dans les Plaines intérieures, la Formation de Scollard appartient à un prisme s'amincissant vers l'est et constitué de strates généralement fluviales qui s'étendent depuis le front de déformation cordillérienne du Crétacé tardif-Paléocène précoce dans l'ouest de l'Alberta jusqu'au Manitoba (Gibson, 1977; Dawson et al., 1994). Les sédiments se sont déposés le long de la marge occidentale d'une mer intérieure à circulation fermée, en voie de retrait, (peut-être encore reliée à l'océan Arctique ou au golfe du Mexique, comme l'indique la présence d'une unité équivalente, le Membre de Cannonball au Montana, dans le Dakota du Nord et au Manitoba; Taylor et al., 1964; Rahmani et Lerbekmo, 1975; Gibson, 1977). Ainsi, la plupart des sédiments préservés se sont déposés à l'intérieur des terres à une distance pouvant atteindre jusqu'à 800 km de la ligne de rivage (Richardson et al., 1988).

La sédimentation a eu lieu dans un bassin d'avant-pays en subsidence active, où la vitesse de subsidence était plus élevée à l'ouest, comme l'indiquent la plus grande épaisseur des sédiments de la Formation de Scollard et des unités équivalentes, ainsi que la plus grande épaisseur et le nombre plus élevé de couches de charbon à l'ouest (Richardson et al., 1988). En outre, il y a eu une période de volcanisme intense dans le sud ou l'ouest, immédiatement avant et pendant la sédimentation (Elliot, 1960; Gibson, 1977; Sweet, 1990). La partie inférieure du prisme de roches clastiques contient surtout des matériaux clastiques à grain grossier, un peu de charbon (fig. 21) et des fragments de roches sédimentaires qui indiquent que la source de débris est associée à un secteur de roches paléozoïques et mésozoïques charriées (Mack et Jerzykiewicz, 1989). Toutefois, la partie supérieure contient surtout des sédiments à grain plus fin (fig. 21) et plus riches en fragments de roches métamorphiques, donnant à penser que les nappes de charriage ont pu être partiellement érodées et que des matériaux détritiques du Domaine d'Omineca du centre de la Colombie-Britannique ont été réintégrés dans le réseau de dispersion (Mack et Jerzykiewicz, 1989).

La base et le sommet du prisme de la Formation de Scollard pourraient être des disconformités (Dawson, 1990), et les débats ont été nombreux quant aux relations qui existent entre le prisme et les unités qui l'encadrent et quant à leur importance. En général, il semble que la base soit bien définie et occupée par le Conglomérat d'Entrance dans le centre des Foothills et définie par un certain biseautage des unités sous-

jaçantes à l'est, lié à une érosion (Irish, 1970; Furnival, 1950; Lerbekmo, 1987; Braman, 1990). Le contact supérieur avec la Formation de Paskapoo est marqué par l'apparition de grès à grain plus grossier et par un certain biseautage par érosion à l'est (Ower, 1960; Elliot, 1960; Allan et Sanderson, 1945). Lerbekmo et al. (1990, 1992) ont montré que l'érosion a été importante à certains endroits avant le dépôt de la Formation de Paskapoo et que les surfaces d'érosion témoignent d'un hiatus sédimentaire d'une durée de quelque 1 à 3 millions d'années.



**Figure 21. Stratigraphie interne et signature diagraphtique type de la Formation de Scollard, dans la subsurface du sud de l'Alberta.**

### ***Assemblage 5 : Formation de Paskapoo (y compris les formations de Porcupine Hills et de Ravenscrag)***

Dans les Plaines intérieures et les Foothills, la Formation de Paskapoo constitue le prisme s'amincissant vers l'est qui occupe la position la plus élevée; ce prisme se compose de sédiments fluviatiles et s'étend du front de déformation cordillérienne du Paléocène jusqu'au Manitoba (Gibson, 1977; Dawson et al., 1994). Une quantité modeste de données sur les paléocourants indique que la dispersion s'est faite vers le nord-est (Jerzykiewicz et Labonte, 1991), tandis que les analyses minéralogiques de Rahmani et Lerbekmo (1975) indiqueraient l'existence dans l'ouest de l'Alberta d'un réseau fluvial régional s'écoulant vers l'est ou le sud-est. Le gros des matériaux détritiques de nature sédimentaire proviendrait de l'érosion des roches sédimentaires du Phanérozoïque dans les Proterozoïques, ce qui témoignerait d'un soulèvement tectonique d'importance de cette région source (Rahmani et Lerbekmo, 1975; Mack et Jerzykiewicz, 1989). La sédimentation s'est effectuée dans un bassin d'avant-pays en subsidence qui s'enfonçait plus rapidement à l'ouest comme en fait foi la plus grande épaisseur des strates de la Formation de Paskapoo dans cette direction. La partie inférieure du prisme de roches clastiques contient surtout des matériaux clastiques à grain grossier et des fragments de roches sédimentaires, ce qui laisse croire que les roches charriées du Paléozoïque et du Mésozoïque ont fourni le gros des débris. La partie supérieure, là où elle est préservée, est constituée en prédominance de strates à grain plus fin et de charbon.

Les lambeaux d'érosion d'une succession postérieure au Paléocène, dispersés dans le sud des Prairies et dans les États du nord des États-Unis, constituent la seule partie préservée d'un épais prisme de roches clastiques de grande étendue qui repose en disconformité sur l'unité stratigraphique formée des formations de Scollard, de Willow Creek et de Frenchman. Sa limite inférieure est un contact d'érosion et sa limite supérieure correspond à la surface du sol, sauf sur des plateaux isolés où subsistent des graviers du Tertiaire plus récents.

Gibson (1977) et Lerbekmo et al. (1990) ont affirmé que la Formation de Paskapoo surmonte la Formation de Scollard le long d'un contact d'érosion (liée à un ravinement) dont le relief peut atteindre 25 m, bien que le hiatus sédimentaire dont témoigne ce contact ne représente qu'une courte période. Dans le centre des plaines de l'Alberta, Demchuk et Hills (1991) ont subdivisé la formation en trois membres qui sont, selon un ordre ascendant, les suivants : le Membre de Haynes, constitué de grès à grain moyen à grossier

formant de manière caractéristique des escarpements; le Membre de Lacombe, constitué d'une interstratification de mudstones, de minces couches de charbon et d'un peu de grès fins (exposé en surface sur la plus grande partie de la bande d'affleurement de la Formation de Paskapoo); et le Membre de Dalehurst, caractérisé par une interstratification de grès fins et de mudstones et par l'existence d'au moins cinq épaisses couches de charbon (lambeau d'érosion préservé dans la région de Hinton).

Braman (1990) souligne que l'usage actuel en Saskatchewan établi que la base de la Formation de Ravenscrag repose sur le toit de la Formation de Frenchman (c'est-à-dire que le contact se situe à la limite entre le Crétacé et le Tertiaire), de sorte qu'il place quelques strates équivalentes à la partie supérieure de la Formation de Scollard dans la partie houillère inférieure qu'il a définie dans la Formation de Ravenscrag («faciès gris» de Furnival, 1950). Seul le «faciès chamois» (Furnival, 1950) constitué en prédominance de grès qui occupe une position stratigraphique plus élevée est équivalent à la Formation de Paskapoo du Paléocène moyen (Sweet, communication personnelle, 1990). La Formation de Turtle Mountain au Manitoba et le Membre de Tongue River de la Formation de Fort Union au Montana et au Wyoming sont presque équivalents aux formations de Ravenscrag et de Paskapoo (Williams et Dyer, 1930; Dawson et al., 1994; Sweet, communication personnelle, 1990).

### **ROCHES MÈRES, ROCHES RÉSERVOIRS ET MÉCANISMES DE PIÉGEAGE**

Les principales roches mères des hydrocarbures contenus dans les réservoirs du Crétacé supérieur du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada consistent en plusieurs séries condensées de shales marins du Groupe de Colorado : le Second shale à taches blanches, le Repère à écailles de poissons et le Premier shale à taches blanches (Creaney et al., 1994). Ces trois unités de shales sont caractérisées par la présence de matière organique d'origine marine de type II donnant lieu à des concentrations de carbone organique total (COT) qui peuvent atteindre jusqu'à 12 pour cent, un indice d'hydrogène (IH) aussi élevé que 450 et une maturité thermique qui va de faible à élevée dans de grandes étendues de la partie occidentale, la plus profonde, du bassin d'avant-pays (Creaney et al., 1994). La phase la plus importante de production d'hydrocarbures, un mécanisme qui résulte des processus de subsidence, d'enfouissement et de maturation thermique des roches mères, a probablement été associée à l'orogénèse du Laramide du Crétacé tardif-Tertiaire précoce. La plus grande partie du gaz dans les réservoirs de la succession

postérieure au Groupe de Colorado dans la partie occidentale du bassin résulte d'une production thermique à partir des roches mères surmatures du Groupe de Colorado. Toutefois, les importants volumes de gaz sec de la succession postérieure au Groupe de Colorado, gisant à faible profondeur dans l'est de l'Alberta, dont celui que l'on retrouve dans les réservoirs des formations de Milk River et de Medicine Hat, proviennent de la décomposition biogénique (bactérienne) de phase précoce de la matière organique contenue dans le Premier shale à taches blanches qui apparaît directement au-dessous dans la stratigraphie (Creaney et al., 1994). De plus, des quantités inconnues de méthane pourraient provenir des nombreuses couches de charbon adjacentes; il s'agit de charbon bitumineux à subbitumineux contenant des éléments macéraux très réactifs (de la vitrinite surtout) et un peu de soufre (Smith et al., 1994).

Les réservoirs associés à des lithologies du Groupe de Belly River sont essentiellement gazifères, sauf dans le «Belly River basal» du centre ouest de l'Alberta, à Pembina (cantons 47 et 48, rangs 2W5 à 7W5) et à Peco (cantons 47 et 48, rangs 14W5 à 17W5). Toutefois, les réservoirs que l'on rencontre à ces endroits sont les seuls qui soient bien étudiés, de sorte que la plupart des données proviennent de ceux-ci. Dans les Foothills, l'écoulement hydrodynamique régional est dirigé vers le sud-ouest, de sorte que toute la porosité effective des réservoirs peut être saturée en hydrocarbures, comme c'est le cas dans le «Deep Basin», hydrocarbures qui ont le plus de chances d'être du pétrole en raison de la faible profondeur (Putnam et Moore, 1987; Putman, 1993). À Peco, les gisements affichent un contrôle structural et peuvent être identifiés dans les coupes sismiques; les pièges qui contiennent ces gisements se situent dans le toit d'une faille de chevauchement et dans un anticlinal formé au-dessus d'une nappe de charriage (Gardiner et al., 1990). Ici, les dépôts de chenaux à prédominance de conglomérats du «Belly River basal» s'empilent verticalement dans des corridors distincts de direction est ou nord-est (Putnam, 1993). Des empilements de conglomérats et de grès poreux continus (porosité s'échelonnant de 4 à 12 pour cent avec une moyenne de 8 pour cent) dont l'épaisseur peut atteindre 14 m sont concentrés presque sans interruption le long de l'axe des chenaux sur des étendues pouvant atteindre 3 km de longueur sur 1 km de largeur (Gardiner et al., 1990). La production est la plus prometteuse dans la partie inférieure à grain grossier des matériaux de remplissage des chenaux, là où la porosité primaire est la plus grande.

Dans les Plaines intérieures, où le pendage structural régional est de 6 m/km vers l'ouest (voire moindre dans l'est de l'Alberta), la plupart des hydrocarbures

sont emprisonnés dans des pièges stratigraphiques (Hartling et Wasser, 1989). Shouldice (1979) a résumé ainsi les caractéristiques des types de zones gazifères reconnus dans les Plaines intérieures : (1) terminaison en biseau vers l'amont-pendage des unités basales de grès littoraux ou de chenaux dans des shales marins (fréquent à l'ouest du 5<sup>e</sup> méridien), un type de piège qui produit en général plus que les réserves qu'on y avait estimées (p. ex. champs de Pembina, de Herronton, de Ferrybank, de Rowley); (2) pli moulant peu accentué dans des grès littoraux de grande étendue, disposés en couches presque horizontales, qui montre un contact d'interdigitation avec des shales marins dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan, au-dessus de la crête de l'arche de Sweetgrass ou de structures sous-jacentes du Paléozoïque (p. ex. Atlee-Buffalo); et (3) petites unités de grès de chenaux fluviaux, latéralement discontinues (surtout dans les parties intermédiaire et supérieure du Groupe de Judith River), qui peuvent être concentrées en alignements de 1 ou 2 gisements.

Dans les Plaines intérieures, la porosité dans la succession postérieure au Groupe de Colorado est surtout d'origine secondaire; elle est liée à la dissolution de quartz, de calcite et de feldspath (Iwuagwu et Lerbekmo, 1982) et tend à augmenter à mesure que la profondeur des réservoirs diminue en direction de l'est (Shouldice, 1979). Dans les grès d'avant-plage qui caractérisent la partie inférieure de la Formation de Foremost («Belly River basal»), elle varie entre 10 et 24 pour cent (moyenne 18 pour cent) et la perméabilité s'élève à 8 md (Shouldice, 1979; Hartling et Wasser, 1989). Dans les faciès d'avant-plage des unités de Milk River et de Belly River, la perméabilité augmente en général vers le sommet de la stratigraphie, concomitamment à l'accroissement du grain (Wasser, 1995; Meyer et Krause, 1995). Dans les grès de chenaux de milieu littoral, la porosité moyenne est de 18 pour cent et la perméabilité s'élève à 45 md (Hartling et Wasser, 1989). La perméabilité est plus élevée à cause du grain plus grossier (Wasser, 1995). Les grès comblant des réseaux de crevasses contiennent en général une matrice boueuse et affichent une faible porosité (Iwuagwu et Lerbekmo, 1982). Les abondants horizons riches en argiles et les horizons distincts de roches à ciment de calcite constituent de nombreuses barrières verticales et latérales limitant les horizons perméables (Storey, 1979; Hartling et Wasser, 1989).

Les réservoirs du Groupe de Belly River sont souvent endommagés pendant le forage et la production, principalement en raison de conditions de sous-pression dans lesquels ils se trouvent généralement et de leur concentration d'argiles (Putnam, 1993). Le forage de cibles plus profondes qui s'effectue à l'aide d'une boue trop dense ou une boue en suspension dans

l'eau douce a pour effet de perturber la plupart de ces réservoirs, puisque ceux-ci ne sont généralement pas considérés comme des cibles primaires ou même secondaires (Shouldice, 1979; Putnam, 1993). La roche de ces réservoirs peut renfermer jusqu'à 20 pour cent d'argiles, 10 pour cent de feuillet de kaolinite, jusqu'à 5 pour cent de rosettes de chlorite et le reste est constitué d'un mélange d'illite, de montmorillonite et de smectite (Storey, 1979). Lors de forages sous haute pression, la kaolinite peut migrer et bloquer les ouvertures des pores, et le mélange d'illite, de montmorillonite et de smectite peut augmenter de volume et bloquer aussi les ouvertures des pores (Iwuagwu et Lerbekmo, 1984). De plus, le traitement à l'acide pendant la production peut faire précipiter des oxydes de fer gélinés, issus de la chlorite, qui peuvent également bloquer les ouvertures des pores (Iwuagwu et Lerbekmo, 1982, 1984). On peut éviter ces problèmes en forant avec de l'air ou avec de la boue en suspension dans l'huile de densité appropriée et en ne conditionnant le réservoir que par voie de fracturation. La micro-porosité et l'eau indissociablement liée aux argiles peuvent aussi compliquer l'évaluation des réservoirs, la porosité et la saturation en eau étant alors surestimées (Shouldice, 1979; Iwuagwu et Lerbekmo, 1981; Wasser, 1995).

## **ZONES GAZÉIFÈRES PROUVÉES : DÉFINITION GÉOLOGIQUE ET ÉVALUATION DES RESSOURCES**

La combinaison des effets dus à une terminaison en biseau vers l'amont-pendage d'unités favorables, à des variations internes de faciès et à des plis moulants peu accentués mais détendue régionale au-dessus d'entités profondes donne lieu à de nombreuses possibilités de piégeage du gaz provenant de sources locales ou situées à plus grande profondeur dans le bassin. Au total, 14 zones prouvées (12 bien explorées et 2 sommairement explorées) ont été définies dans la partie supérieure du Groupe de Colorado, le Groupe de Belly River, le Groupe d'Edmonton et la Formation de Scollard (tableau 14). Toutes les zones gazéifères sont principalement de caractère stratigraphique, mais on peut y reconnaître un certain composante structurale liée aux effets peu accentués d'éléments superposés, tributaires de l'orientation structurale générale du bassin ou de la présence en profondeur de l'arche de Sweetgrass. Les zones sont désignées par le nom du groupe ou de la formation auxquels sont attribués les strates réservoirs et par le faciès sédimentaire de celles-ci. Les différents types de zones sont présentés suivant l'ordre de succession stratigraphique et pour chacun d'entre eux différents éléments descriptifs sont présentés qui consistent en une définition de la zone, en une description géologique, en un historique de

l'exploration et en une évaluation de leur potentiel. Par souci de concision, le cadre géologique régional n'est pas redéfini pour chacune des zones gazéifères appartenant à un même groupe.

### **Zone gazéifère composite de la partie supérieure du Groupe de Colorado**

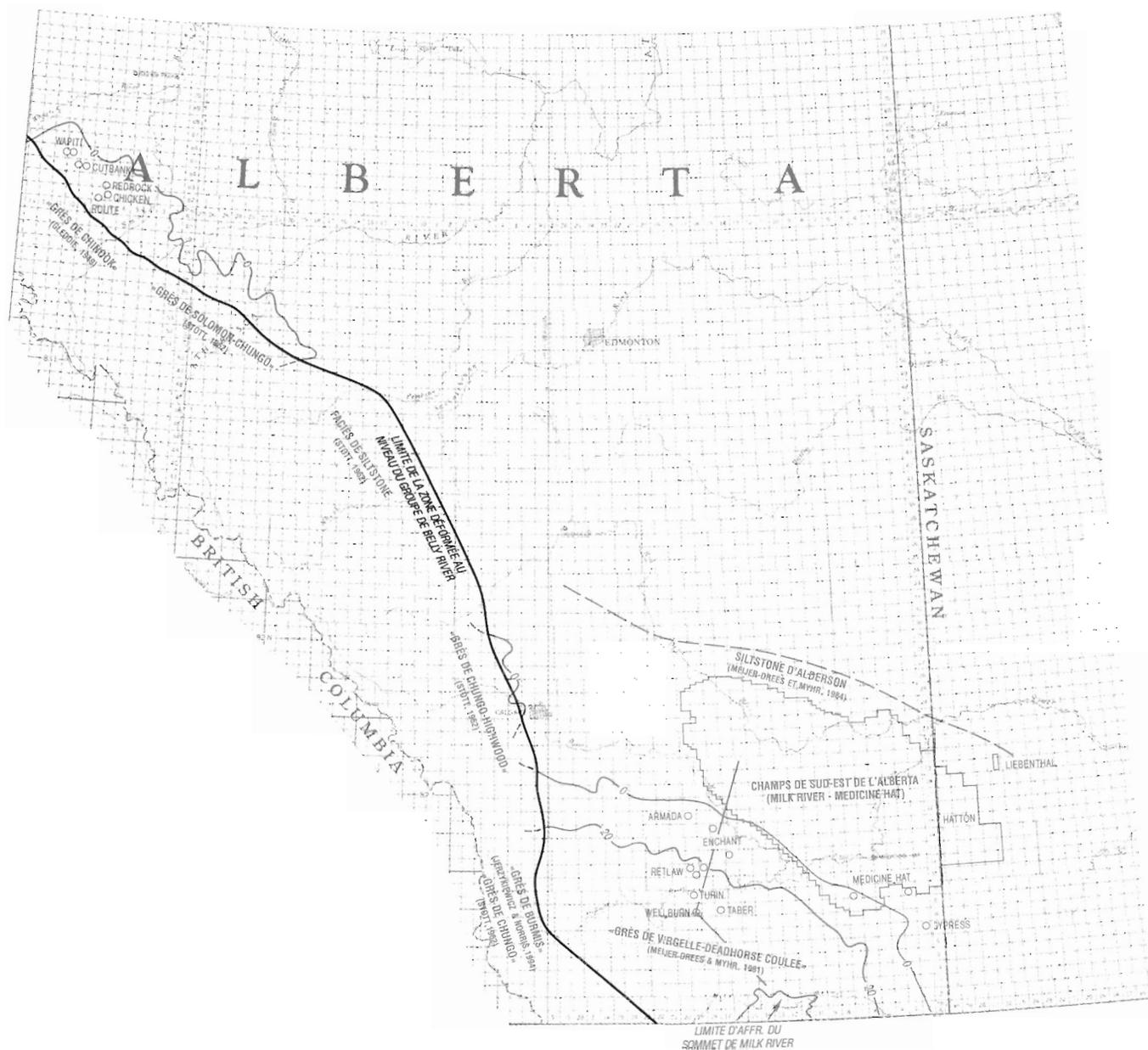
#### *Formations de Medicine Hat et de Milk River*

#### *Définition de la zone gazéifère*

Cette zone composite prouvée englobe tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les unités suivantes : a) le mince Grès de Medicine Hat qui est situé sous le Premier shale à taches blanches, dans la partie sommitale du Groupe de Colorado; b) les grès infralittoraux et littoraux du Membre de Virgelle; c) les grès fluviaux du Membre de Deadhorse Coulee; et d) les siltstones marins et les grès minces interstratifiés de faciès marin franc du Membre d'Alderson. Ces quatre unités sont des membres de la Formation de Milk River qui surmonte le Premier shale à taches blanches au sommet du Groupe de Colorado. Elles ne sont présentes que dans l'extrême sud de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan, au-dessus de la crête de l'arche de Sweetgrass. Le Grès de Medicine Hat ne fait partie de cette zone que parce qu'une grande partie de la production de gaz dans l'ensemble de la zone gazéifère est issue indifféremment de cette unité et de la Formation de Milk River. Les limites de la zone sont définies au nord et au nord-est par la terminaison en biseau des faciès réservoirs, à l'ouest par la limite de la zone déformée des Foothills et au sud par la frontière internationale ou par la présence en amont-pendage d'une limite diagénétique/hydrodynamique (fig. 22). Les gisements de gaz contenus dans le grès de Chinook du nord-ouest de l'Alberta, avec lequel une corrélation peut être établie en partie, sont compris dans l'évaluation de la zone déformée des Foothills (voir Osadetz et al., en préparation).

#### *Géologie*

Grès de Medicine Hat : Le Grès de Medicine Hat (Santonien; Grass, 1990) du sud-est de l'Alberta repose à environ 30 m sous le sommet du Groupe de Colorado (Russell et Landes, 1940) et on le rencontre sous la Formation de Milk River à de faibles profondeurs dans la région des cantons 1 à 25, rangs 1W4 à 25W4, sur les flancs est, ouest et nord de l'arche de Sweetgrass (Glass, 1990). Les pièges associés à cette unité sont intégrés aux zones gazéifères de la succession postérieure au Groupe de Colorado, et à celle de la Formation de Milk River en particulier, uniquement



**Figure 22.** Carte de la zone gazéifère formée de la Formation de Milk River (et des unités équivalentes). La position des puits de découverte des gisements de gaz à l'intérieur de la zone et les limites du vaste champ du sud-est de l'Alberta (Milk River-Medicine Hat) sont indiquées. Des isopaques des unités de grès purs sont aussi représentées.

parce que la majeure partie de la production issue de cette unité ne peut être dissociée de celle tirée de la Formation de Milk River dans la région. Le Grès de Medicine Hat montre une épaisseur pouvant atteindre jusqu'à 14 m et il s'amincit vers le nord et l'est. Son contact inférieur est progressif et sa limite supérieure est nette et correspond à une mince couche calcareuse à concrétions et à une mince couche de bentonite (Glass, 1990). L'unité est une séquence négative aux strates d'épaisseur croissante vers le sommet, constituée d'une interstratification de grès fins et de mudstones gris criblés de terriers disposés en fines strates. Les granules, les cailloux et les couches de lumachelle abondent dans les quelques mètres supérieurs de la succession. Cette unité peut être considérée comme un faciès de grès marins d'eau peu profonde à source sédimentaire située au sud, dans le Montana, qui se termine en biseau dans des shales marins dans le sud de l'Alberta.

La partie supérieure la plus grossière de l'unité constitue le réservoir. Les 30 m du Premier shale à taches blanches qui le surmontent assure l'étanchéité du piège en créant une barrière à la migration verticale des hydrocarbures, tandis que les shales marins qui constituent des faciès équivalents à l'est, au nord et à l'ouest sont un frein à la migration latérale. La source du gaz est inconnue, mais il semble probable qu'il puisse provenir de la décomposition de matière organique par des bactéries anaérobies dans le Premier shale à taches blanches.

Formation de Milk River : La Formation de Milk River (Campanien précoce et moyen; Braman et Sweet, 1990) du sud de l'Alberta est à peu près équivalente au Membre de Chungo du sud et du centre des Foothills, et au Membre de Chinook du nord des Foothills, deux unités attribuées à la Formation de Wapiabi (Stott, 1963). Ces prismes de roches clastiques de caractère gréseux bordent les marges ouest et sud-ouest du bassin de l'Alberta et constituent les parties les plus distales de lobes sédimentaires. La formation est divisée en quatre membres (Meijer Drees et Mhyr, 1981) qui sont, de bas en haut, les suivants : a) le Membre de Telegraph Creek, une unité constituée d'une interstratification de mudstones et de grès marins qui ne présente aucun potentiel en tant que réservoir et qui, par voie de conséquence ne sera pas traitée plus en détails; b) le Membre de Virgelle, une unité formée de grès littoraux disposés en couches épaisses; c) le Membre de Deadhorse Coulee, qui forme une succession non marine de grès, de mudstones et de charbon; et d) le Membre d'Alderson, une unité équivalente à la précédente située vers l'intérieur du bassin qui se compose de siltstones marins bioturbés avec de minces interstrates de grès. Dans le sud de l'Alberta, la

Formation de Milk River est à la fois un important aquifère et un important réservoir de gaz (Meyboom, 1960).

Le Membre de Virgelle atteint jusqu'à 30 m d'épaisseur et s'amincit jusqu'à disparaître vers le nord-est, dans la subsurface, sur une distance de quelque 100 km. Là où il affleure, sa partie inférieure est constituée d'une succession de grès fins à moyens d'une épaisseur pouvant atteindre 18 m qui représenteraient des dépôts d'avant-plage inférieure et supérieure d'un littoral en progradation soumis à l'action des tempêtes et des vagues (McCrorry et Walker, 1986). La partie supérieure est constituée d'une succession de 5 à 8 m de grès moyens reposant sur une surface d'érosion qui correspondraient à des dépôts de chenaux formés dans un milieu soumis à l'influence des marées (McCrorry et Walker, 1986; Cheel et Leckie, 1990). La ligne de rivage était dirigée vers le nord-ouest et marquait la limite d'un milieu littoral sillonné de chenaux perpendiculaires à celle-ci; le bassin dans lequel existaient des conditions de milieu marin franc était situé au nord-est (Cheel et Leckie, 1990). La perméabilité de ces lithologies varie de 15 à 520 md avec une moyenne se situant à 374 md (Meyboom, 1960).

Le Membre de Deadhorse Coulee atteint jusqu'à 52 m d'épaisseur et s'amincit jusqu'à disparaître vers le nord-est, dans la subsurface, sur une distance de quelque 75 km. Là où il affleure, il est constitué d'une interstratification de corps lenticulaires de grès fins, de mudstones gréseux carbonés et d'un peu de charbon (Meijer Drees et Mhyr, 1981). Il s'agirait d'un dépôt de plaine d'inondation, constitué de sédiments fluviatiles de chenaux fluviaux et d'aire de débordement (McCrorry et Walker, 1986; Cheel et Leckie, 1990). Les données sur les paléocourants à l'intérieur des chenaux indiquent que l'écoulement était dirigé vers le nord-est (Cheel et Leckie, 1990).

Le Membre d'Alderson, dont l'épaisseur varie entre 70 et 90 m, se trouve vers l'intérieur du bassin par rapport au complexe de sédiments littoraux de la Formation de Milk River. L'unité s'amincit vers le nord-est sur une distance de quelque 100 km avant de passer de manière progressive vers l'intérieur du bassin aux mudstones laminés de la Formation de Lea Park, dans le centre de l'Alberta et l'ouest de la Saskatchewan (Williams et Burke, 1964; Meijer Drees et Mhyr, 1981). Le Membre d'Alderson se compose dans l'ensemble d'une succession négative qui est constituée d'un empilement de paraséquences de mudstones silteux bioturbés de milieu distal dans lesquelles s'insèrent de minces couches poreuses et perméables de siltstones ou de grès très fins. Ces dépôts

constituent la principale unité productive de l'immense champ gazéifère du sud-est de l'Alberta (Milk River). La porosité des siltstones est de 17 pour cent et leur perméabilité s'élève à 1 md, tandis que dans les minces couches discontinues de grès très fins, la porosité varie de 17 à 26 pour cent et la perméabilité, de 3 à 259 md (Meijer Drees et Mhyr, 1981). L'excellente qualité de ces strates à grain fin comme réservoir serait attribuable à une fracturation étendue. Les réservoirs de gaz se situeraient dans les minces couches de grès où le gaz serait piégé par l'eau provenant de la surface qui s'infiltré en amont-pendage dans les horizons de grès poreux (piège hydrodynamique; Masters, 1982). D'énormes réserves de gaz se trouvent à de très faibles profondeurs (300 à 400 m), à très basse pression (Masters, 1982).

Les shales marins sus-jacents de la Formation de Pakowki constituent une barrière empêchant l'écoulement vertical au toit des gisements et, en amont-pendage vers le sud, l'eau d'infiltration provenant de la surface pourrait permettre la formation d'un piège hydrodynamique (Masters, 1982). La faible profondeur à laquelle ont été enfouies ces strates a limité la compaction, préservant ainsi la qualité des réservoirs (Hankel et al., 1989), même si la pression et la perméabilité à l'intérieur de ceux-ci sont faibles. Le gaz n'est pas associé à des hydrocarbures liquides et est probablement en grande partie biogénique. La source des hydrocarbures pourrait se situer dans le Premier shale à taches blanches sous-jacent du Groupe de Colorado et ceux-ci proviendraient de la décomposition biogénique de matière organique par des bactéries anaérobies (Rice et Schurr, 1978; Creaney et al., 1994).

### Historique de l'exploration

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone a été foré en 1884 dans le champ de Medicine Hat (puits No. 1 [Main Street] 5-31-12-5W4); le gaz produit provenait du Grès de Medicine Hat (fig. 23). La zone gazéifère a été abondamment explorée par forage au cours des décennies suivantes et l'estimation des ressources potentielles non encore découvertes est minimale. Le plus gros gisement découvert jusqu'à ce jour (gisement n° 1 de Milk River) renfermait un volume initial de gaz en place de  $238\,060 \times 10^6 \text{ m}^3$ . La profondeur moyenne des gisements est de 438 m, l'épaisseur moyenne de l'intervalle productif net est de 2,2 m, et la porosité moyenne est de 18,8 pour cent. Au total, 25 gisements ont été découverts dans cette zone gazéifère dont le volume initial en place s'élève à  $455\,493 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 2), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place par gisement de  $18\,220 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

### Potentiel de la zone gazéifère

Les estimations du potentiel prévu de cette zone indiquent un volume de gaz en place de  $4\,862 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente à peine 1 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 2). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 600 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume initial de gaz en place de  $200 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 24). Même si cette zone gazéifère se classe bonne première, et de loin, quant au volume de gaz découvert, elle n'arrive qu'au onzième rang quant au potentiel prévu et au treizième rang quant au potentiel probable, en raison de l'activité de forage qui s'y est déroulée sur une longue période de forage extensif (tableaux 15, 16, 17). Les ressources gazières potentielles de cette zone sont le plus susceptible d'être mises au jour par des forages intercalaires au sein de très petits gisements.

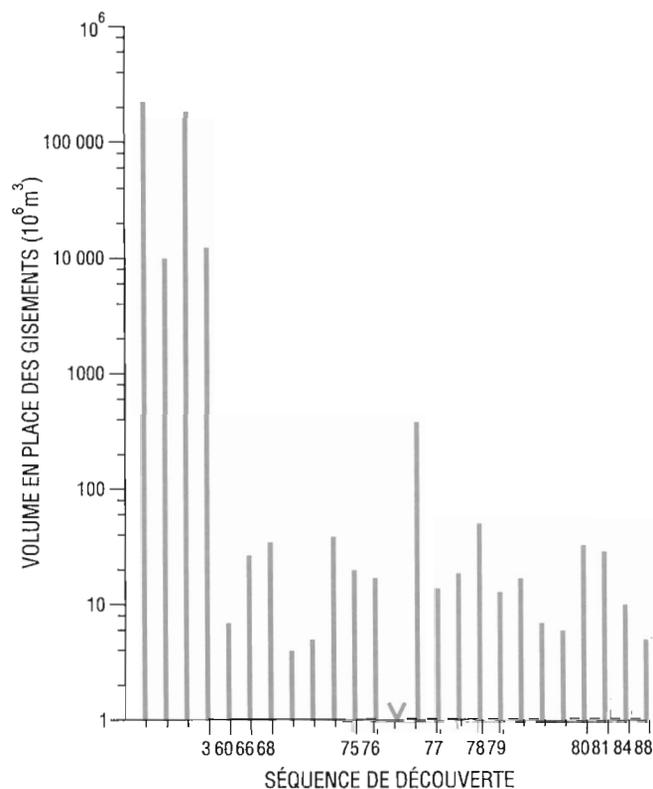
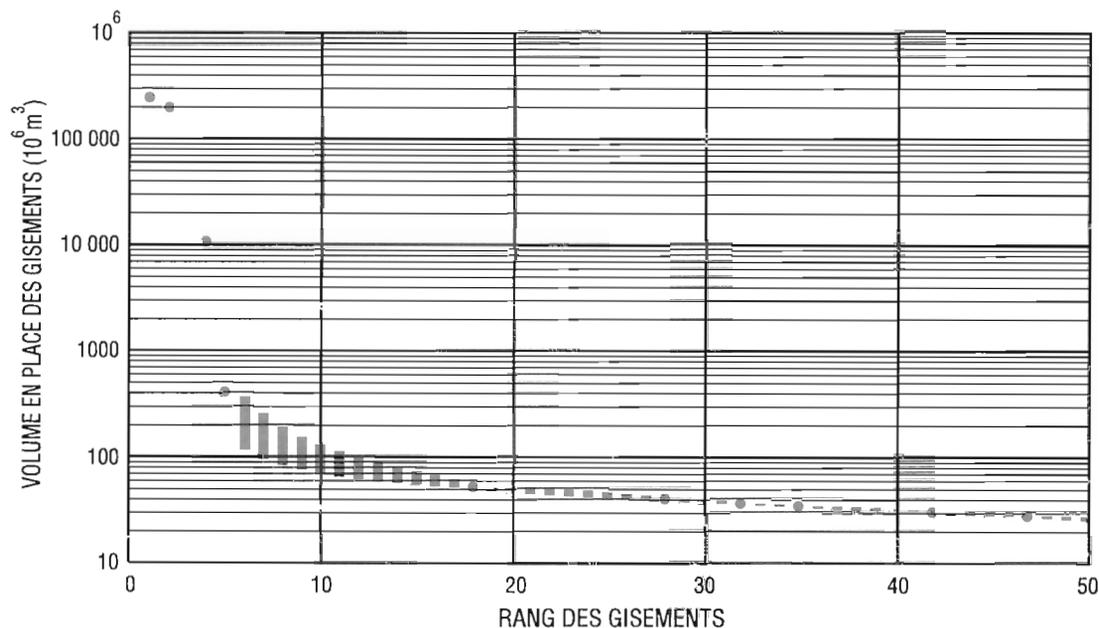


Figure 23. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des formations de Medicine Hat et de Milk River.



**Figure 24.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des formations de Medicine Hat et de Milk River, montrant les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts).

**Tableau 2**

**Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des formations de Medicine Hat et de Milk River et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement                | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|-------------------------------|------------------|--|--------------------|
| 1  | Gisement de Milk River n° 1   | NA               | 238 060  | 03/04/01           |
| 2  | Gisement de Medicine Hat n° 1 | NA               | 193 700  | 03/94/01           |
| 3  | Gisement de Medicine Hat n° 3 | NA               | 12 694   | 03/04/01           |
| 4  | Gisement de Medicine Hat n° 4 | NA               | 10 293   | 03/04/01           |
| 5  | Medicine Hat, MR              | NA               | 387  | 77/07/25           |
| 18   | Retlaw, MR                    | NA               | 51   | 78/09/15           |
| 28   | Retlaw, MR                    | NA               | 39   | 75/07/94           |
| 32   | Pendant d'Oreille, MH B       | NA               | 35   | 68/03/04           |
| 35   | Armada, Milk River A          | NA               | 33   | 80/12/28           |
| 42   | Turin, MR                     | NA               | 29   | 81/04/27           |
| 47   | Enchant, MR                   | NA               | 27   | 66/04/04           |
| 68   | Retlaw, Milk River C          | NA               | 20   | 75/10/02           |
| 73   | Blackfoot, MH SD              | NA               | 19   | 78/01/04           |
| 82   | Medicine Hat, MR              | NA               | 17   | 76/12/10           |
| 83   | Comrey, MH SD                 | NA               | 17   | 80/02/28           |
| 103  | Princess, Colorado A          | NA               | 14   | 77/08/27           |
| 111  | Cypress, MR                   | NA               | 13   | 79/09/22           |
| 144  | Enchant, MR                   | NA               | 10   | 84/01/25           |
| 194  | Black Butte, Medicine Hat A   | NA               | 7  | 60/04/17           |
| 195  | Pendant, d'Oreille, MH SD     | NA               | 7  | 80/03/09           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                               |                  | 455 493  |                    |
| Volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                               |                  | 4 862  |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                               |                  | 1  |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                               |                  | 25   |                    |
| Population totale de gisements   |                               |                  | 600  |                    |

NA, gaz non associé

## Zones gazifères du Groupe de Belly River

### *Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 1, faciès littoraux*

#### *Définition de la zone gazifère*

Cette zone prouvée, mais sommairement explorée, englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazifères se trouvant dans les grès infralittoraux et littoraux du cycle de progradation n° 1 (le plus profond et le plus à l'ouest des sept cycles définis) du «Belly River basal» (fig. 25). Elle occupe une vaste région du nord-ouest de l'Alberta et ses limites sont définies à l'est et au sud par l'isopaque de 5 m de grès purs, à l'ouest par la limite de la déformation cordillère et au nord par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 26).

#### *Géologie*

Le Groupe de Belly River (Judith River) est un prisme de roches clastiques de faciès essentiellement fluviatiles, qui se sont déposées en réponse à la déformation survenue au Campanien tardif dans le Domaine d'Omineca à lithologies cristallines de la Cordillère (Eisbacher, 1974). Son âge remonte au milieu du Campanien tardif et l'épisode dans lequel a eu lieu la sédimentation a duré quelque 5 millions d'années (Braman et Sweet, 1990). Le prisme s'amincit et sa base devient de plus en plus récente en direction de l'est. Son épaisseur qui est de plus de 700 m dans les Foothills (Jerzykiewicz et Sweet, 1988) passe à moins de 200 m dans l'ouest de la Saskatchewan (Glass, 1990), ce qui rend compte d'un épaissement des shales marins sous-jacents et latéralement équivalents des formations de Pakowki et de Lea Park (Shaw et Harding, 1949). Dowling (1917) a attribué les deux tiers du prisme de roches clastiques du Groupe de Belly River à la Formation de Foremost qui se compose en prédominance d'épais dépôts non marins, mais qui comprend un faciès de grès littoraux à sa base.

Les strates du «Belly River basal» appartiennent à au moins sept cycles superposés et cartographiables à l'échelle régionale, composés en prédominance de lithologies gréseuses. Ces cycles forment des unités de progradation qui sont séparées les unes des autres par des surfaces d'inondation marine (Hamblin et Abrahamson, 1993; Hamblin, 1993). Quel que soit l'endroit où on le rencontre, le «Belly River basal» montre une épaisseur de 25 à 75 m et il se compose d'un ou deux cycles. Les sept cycles qui le composent témoignent d'une progradation générale mais intermittente vers l'est sur une distance de plus de 400 km à travers l'Alberta pendant le temps qui a duré

la sédimentation de la Formation de Foremost (3 à 4 millions d'années). Chaque cycle est constitué de plusieurs corps de grès littoraux bien individualisés et superposés, qui montrent à la fois des faciès d'avant-plage et de chenaux. Chaque cycle décrit des figures de progradation témoignant d'une avancée vers l'est et leur âge diminue dans cette direction. Dans les paragraphes qui suivent, chaque cycle fera l'objet d'un traitement séparé, mais des descriptions détaillées ne seront pas fournies à chaque fois.

Le cycle 1 du «Belly River basal», qui apparaît dans les cantons 40 à 70, rang 8W5, à la bordure de la zone déformée des Foothills à l'ouest, renferme des grès purs sur une épaisseur pouvant atteindre 50 m. Il s'amincit vers l'est et le sud-est, en formant un biseau de progradation dont les unités constitutives disparaissent de manière progressive dans les mudstones de la Formation de Lea Park, en subsurface, sur une distance de quelque 150 km. Ce cycle est en général constitué d'une succession négative de mudstones, de siltstones et de grès, mais dans de nombreux puits, le faciès réservoir de grès présente une base bien définie. La terminaison en biseau de la succession de grès purs décrit un arc entre le canton 40, rang 10W5, et le canton 70, rang 8W5. De petites réserves de gaz sont présentes dans les lithologies de ce cycle.

Les minces langues de shales marins liées aux phases de transgression qui séparent les différents cycles du «Belly River basal», de même que les dépôts fins non marins qui surmontent les faciès réservoirs, assurent l'étanchéité verticale des gisements. De plus, la terminaison en biseau des successions de grès purs en amont-pendage, à l'est, pourrait être à l'origine de la formation d'un piège stratigraphique. Les hydrocarbures pourraient provenir des shales marins du Groupe de Colorado sous-jacent (ce qui supposerait une migration sur de grandes distances) ou des strates houillifères non marines qui occupent une position adjacente (source locale).

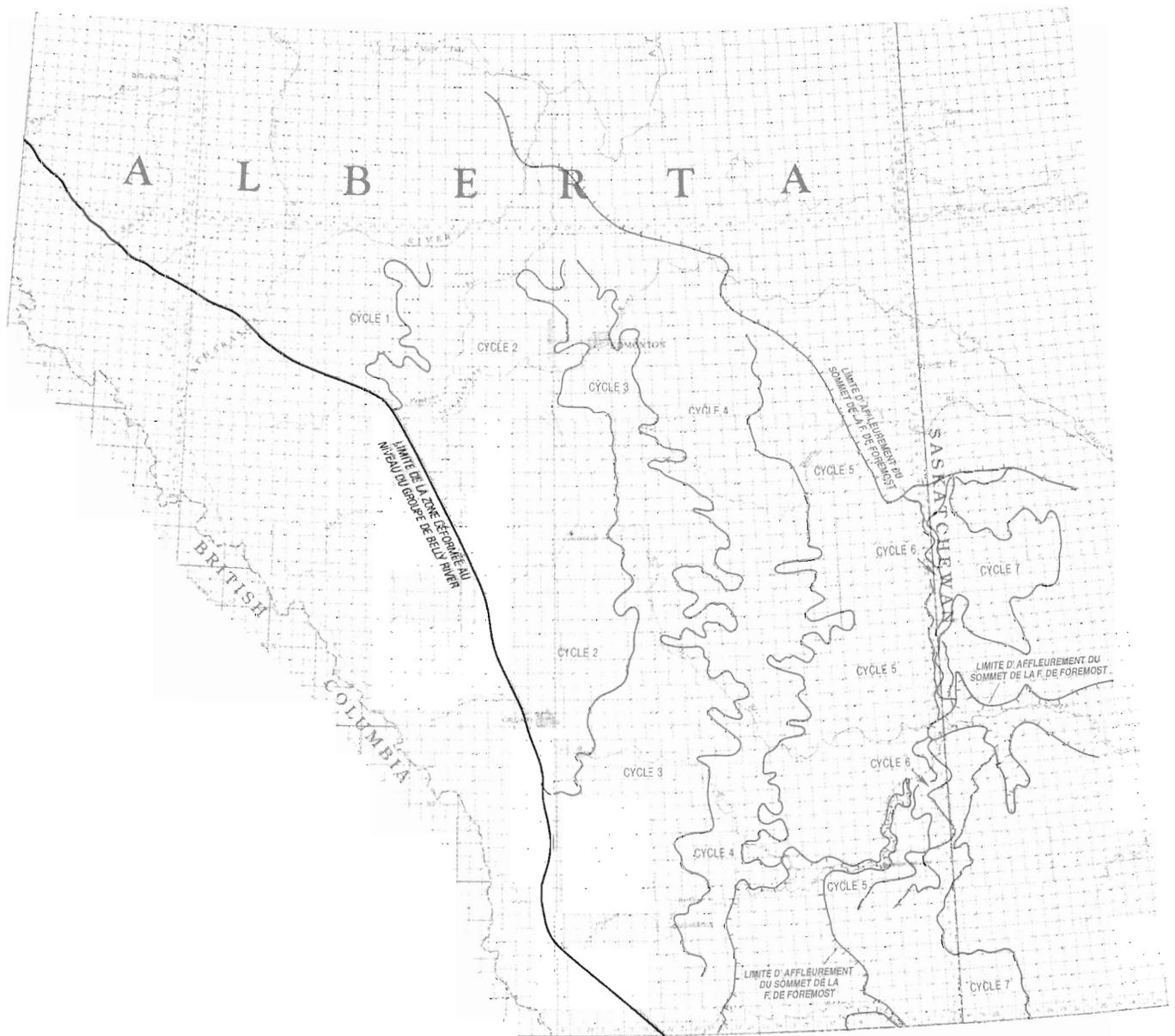
#### *Historique de l'exploration*

Un seul gisement de gaz a été découvert dans cette zone gazifère sommairement explorée et a été traversé à une profondeur de 820 m dans le puits Wapiti 9-28-67-11W6. Le gisement est caractérisé par un volume total de gaz en place de  $116 \times 10^6$  m<sup>3</sup>, une superficie de 250 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de 9 m et une porosité qui s'élève à 12 pour cent. Plusieurs gisements de pétrole sont présents dans le cycle 1, dans les champs de Pine Creek et de Minehead.

## Potentiel de la zone gazéifère

Le cycle 1 constitue une zone sommairement explorée, mais des analogies directes peuvent être établies avec les zones bien explorées des cycles 2 à 7. Par conséquent, une méthode d'évaluation différente, décrite dans la section intitulée «Méthode d'évaluation des ressources», a été adoptée pour l'analyse de cette zone. D'après les estimations du potentiel prévu de

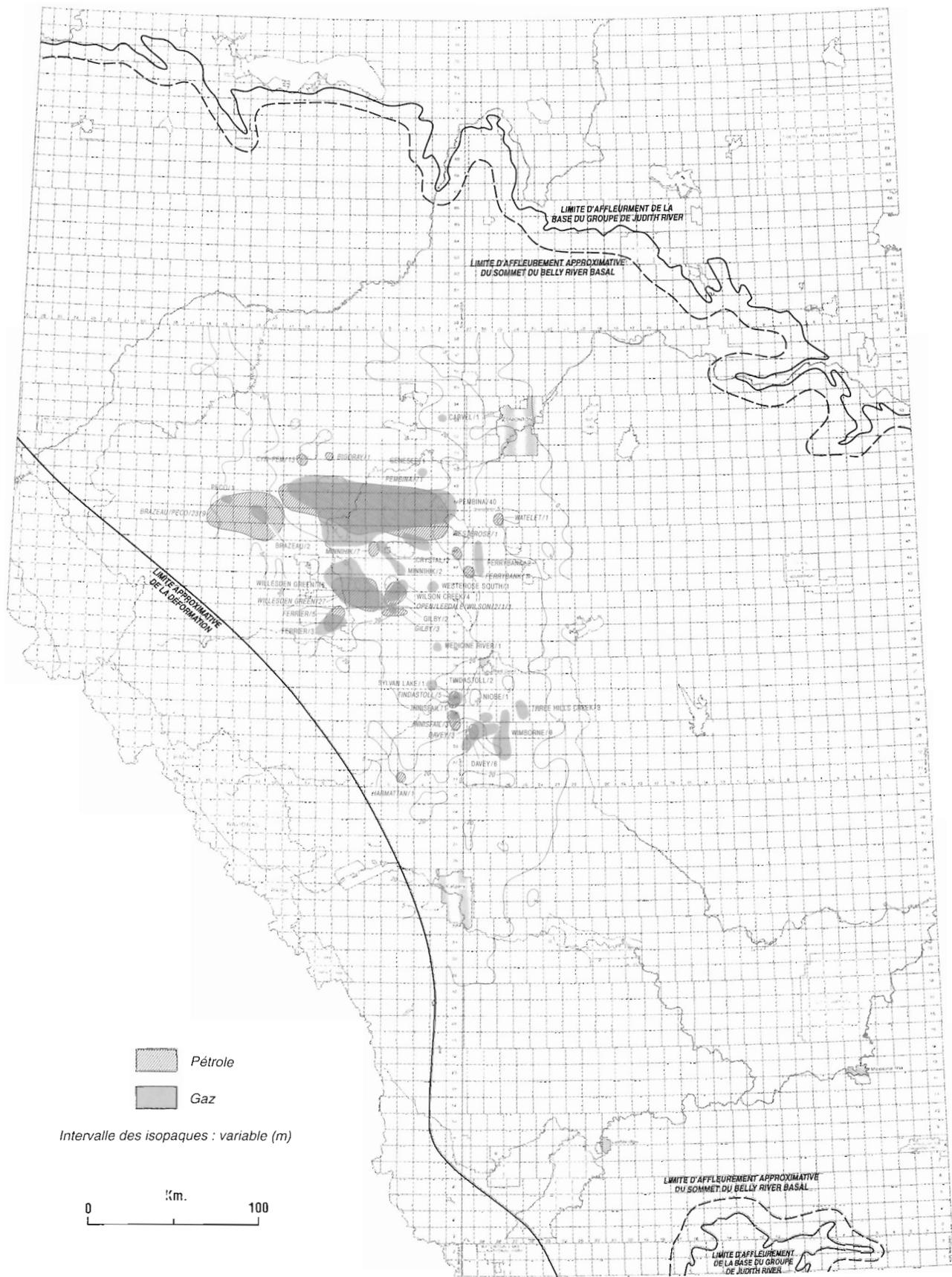
cette zone, le volume de gaz en place s'élèverait à  $3\,605 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 97 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 6). Cette estimation est fondée sur une comparaison avec les six autres cycles du «Belly River basal», dont il a déjà été question (fig. 11). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de très petits gisements dans le nord-ouest de l'Alberta.



**Figure 25.** Isopaque de cinq mètres de grès purs à la bordure côté bassin de chaque cycle du «Belly River basal». La trace des isopaques témoigne d'un décalage progressif vers l'est et la position de celles-ci marque la limite approximative de chaque zone gazéifère.



Figure 26. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 1 de la Formation de Foremost.



**Figure 27.** Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 2 de la Formation de Foremost, montrant la position les champs et des gisements de gaz et de pétrole, ainsi que des isopaques du cycle.

## Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 2, faciès littoraux

### Définition de la zone gazéifère

Cette zone prouvée et bien explorée englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès infralittoraux et littoraux du cycle 2 du «Belly River basal». Elle s'étend à une grande région du centre-ouest de l'Alberta, et ses limites à l'ouest, à l'est et au sud correspondent à l'isopaque de grès purs de 5 m, et au nord sa limite correspond à la bande d'affleurement de l'unité (fig. 27).

### Géologie

Le cycle 2 du «Belly River basal», qui apparaît dans les cantons 20 à 70, rangs 22W4 à 15W5, renferme une succession de grès purs dont l'épaisseur peut atteindre quelque 45 m et qui s'amincit en direction de l'est et du sud-est, en formant un biseau de progradation dont les unités constitutives disparaissent de manière progressive dans les mudstones de la Formation de Lea Park, en subsurface, sur une distance de quelque 150 km. Le cycle est en général constitué d'une succession négative de mudstones, de siltstones et de grès qui constituerait un complexe de faciès infralittoraux et littoraux d'une séquence de progradation. En outre, des unités de grès de chenaux sont omniprésentes. La terminaison en biseau de la succession de grès purs décrit un arc entre le canton 20, rang 20W4, et le canton 65, rang 1W5. Ce cycle sédimentaire renferme de grandes réserves de gaz et de pétrole. Les réservoirs de pétrole de ce cycle ont été étudiés en détails par Iwuagwu et Lerbekmo (1981, 1982), Wasser (1988), Wasser et Hartling (1989), Power (1989) et Gardiner et al. (1990), et leur potentiel a été évalué par Podruski et al. (1988).

### Historique de l'exploration

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré en 1951 (fig. 28). Les gisements de gaz découverts jusqu'à ce jour sont concentrés dans le centre ouest de l'Alberta, dans les champs de Pembina, de Minnehik, de Brazeau et de Peco. Le plus grand gisement découvert (champ de Ferrybank, gisement de Belly River C) renferme un volume de gaz en place découvert de  $2\,558 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 594 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de 4,2 m, une porosité de 17,4 pour cent et ils se trouvent à une profondeur moyenne de 1 167 m. Au total, 104 gisements ont été découverts dans cette zone dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $19\,997$

$\times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 3), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place de  $193 \times 10^6 \text{ m}^3$  par gisement. De plus, le cycle contient quelque 40 gisements de pétrole connus.

### Potentiel de la zone gazéifère

D'après les estimations du potentiel prévu de cette zone, le volume de gaz en place s'élève à  $7\,404 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 27 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 3). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 280 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $1\,606 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 29). Cette zone se classe au sixième rang quant au potentiel prévu et au cinquième quant au potentiel probable, mais elle se classe au premier quant au volume des gisements non découverts (tableaux 16, 17, 19) uniquement parce que le système PETRIMES prévoit que le deuxième gisement en importance n'a pas encore été découvert. Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour dans des gisements de moyenne à petite taille dans le centre ouest de l'Alberta.

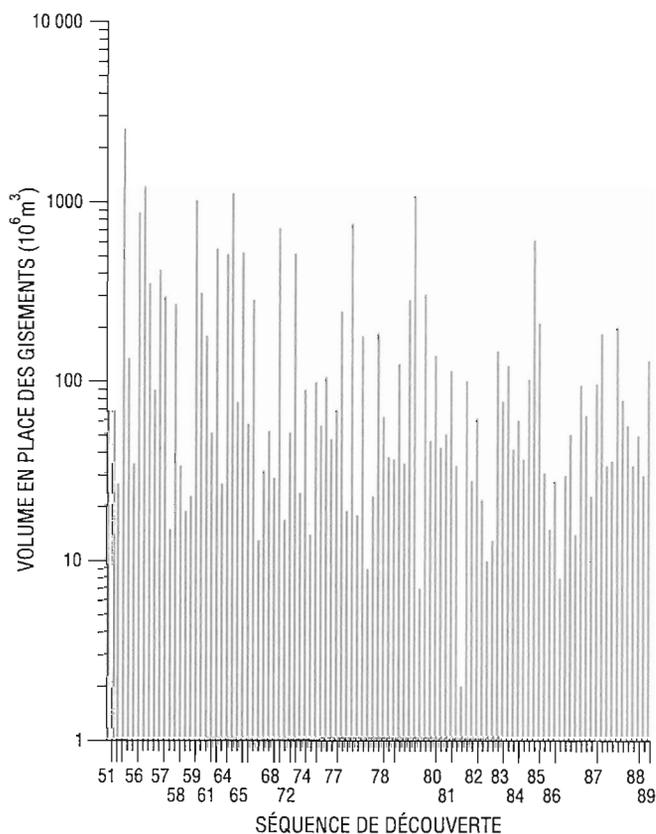
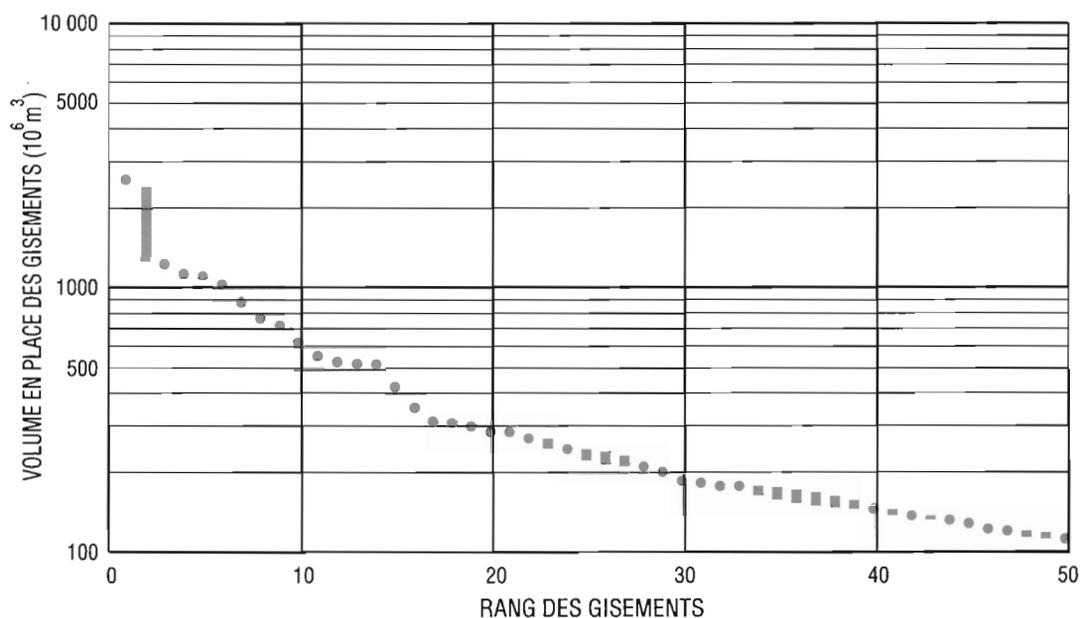


Figure 28. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 2 de la Formation de Foremost.



**Figure 29.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 2 de la Formation de Foremost. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 3**

**Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 2 de la formation de Foremost et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement  | Champ/Gisement                | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|---|-------------------------------|------------------|--|--------------------|
| 1   | Ferrybank, Belly River C      | A, H             | 2 558  | 55/03/26           |
| 3   | Pembina, K Belly River B      | H                | 1 225  | 57/02/01           |
| 4   | Pembina, K Belly River X      | A, H             | 1 128  | 65/01/19           |
| 5   | Wilson Creek Belly River A    | A, H             | 1 108  | 80/07/29           |
| 6   | Pembina, K Belly River C      | H                | 1 026  | 59/10/11           |
| 7   | Pembina, K Belly River A      | NA               | 879  | 56/11/16           |
| 8   | Pembina, Belly River A2A      | A, H             | 766  | 78/06/06           |
| 9   | Pembina, Belly River FFF      | H                | 720  | 70/01/15           |
| 10  | Pembina, Belly River I        | H                | 620  | 85/08/24           |
| 11  | Willesden Green, Belly R. J   | A, H             | 555  | 63/02/18           |
| 12  | Pembina, Belly River ZZ       | NA               | 528  | 65/06/21           |
| 13  | Davey, Belly River A          | NA               | 520  | 73/12/28           |
| 14  | Pembina, K Belly River U      | H                | 517  | 64/03/29           |
| 15  | Pembina, Belly River SS       | NA               | 422  | 57/07/03           |
| 16  | Pembina, Belly River AA       | A, H             | 354  | 57/06/04           |
| 17  | Wimborne, Belly River A       | NA               | 313  | 61/08/30           |
| 18  | Minnehik-Buck Lk., Belly R. C | A, H             | 309  | 80/10/01           |
| 19  | Pembina, Belly River T2T      | NA               | 300  | 57/08/17           |
| 20  | Westeros South, Belly R. A    | NA               | 286  | 80/05/07           |
| 21  | Willesden Green, Belly R. H   | H                | 286  | 68/03/20           |
| Volume initial en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                               |                  | 19 997   |                    |
| Volume initial en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                               |                  | 7 404  |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                 |                               |                  | 27   |                    |
| Nombre total de gisements découverts                                  |                               |                  | 104  |                    |
| Population totale de gisements  |                               |                  | 280  |                    |

A, gaz associé; H, gaz acide; NA, gaz non associé

## Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 3, faciès littoraux

### Définition de la zone gazéifère

Cette zone englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès infralittoraux et littoraux du cycle 3 du «Belly River basal». Elle s'étend à une grande région du centre de l'Alberta. Ses limites sont définies à l'ouest, à l'est et au sud par l'isopaque de grès purs de 5 m, et au nord par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 30).

### Géologie

Le cycle 3 du «Belly River basal», qui apparaît dans les cantons 5 à 65, rangs 15W4 à 8W5, renferme une succession de grès purs pouvant atteindre jusqu'à 35 m d'épaisseur qui s'amincit en direction de l'est et du sud-est, en formant un biseau de progradation dont les unités constitutives disparaissent de manière progressive dans les mudstones de la Formation de Lea Park, en subsurface, sur une distance de quelque 130 km. Ce cycle est en général constitué d'une succession négative de mudstones, de siltstones et de

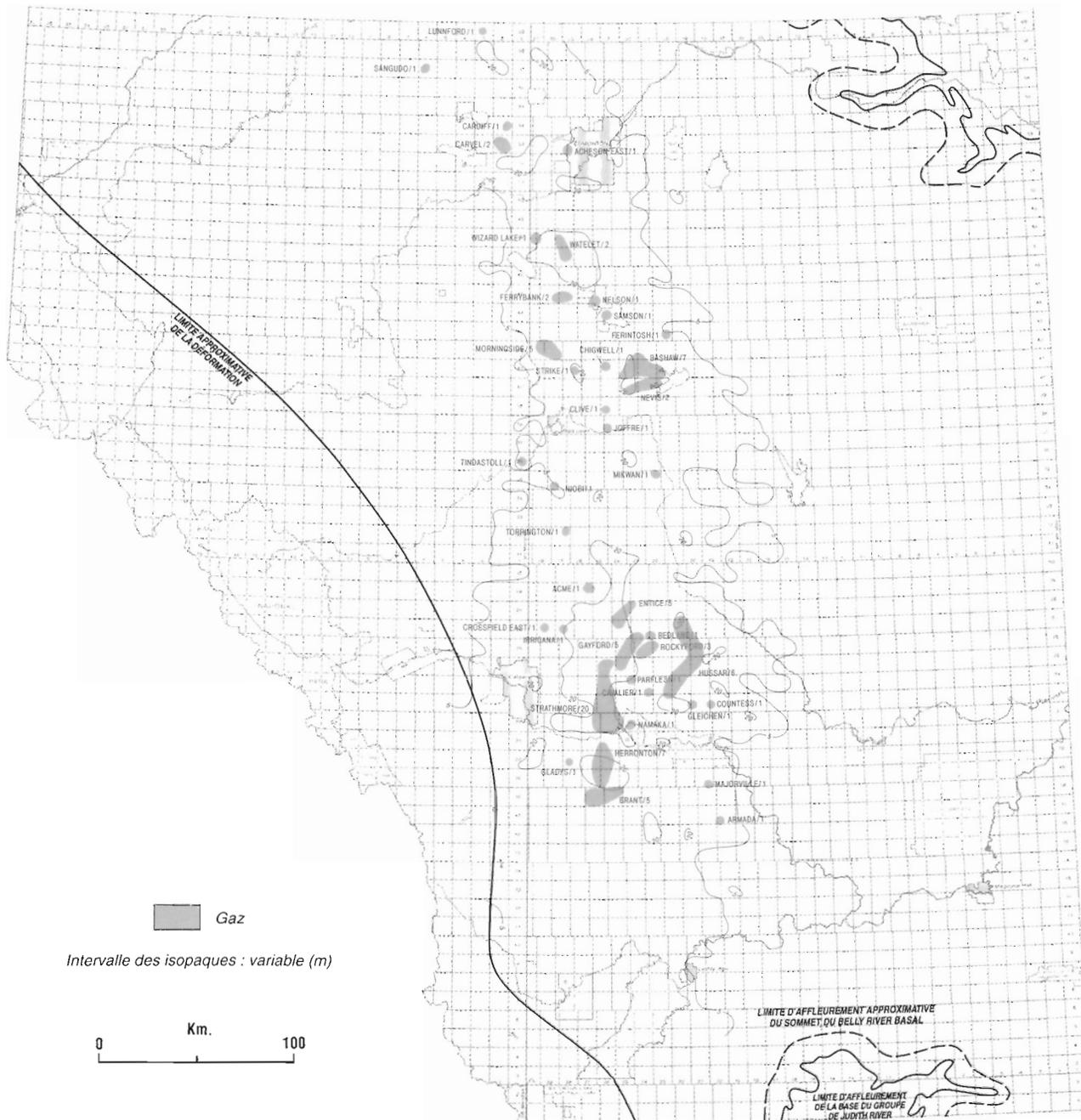


Figure 30. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 3 de la Formation de Foremost, montrant la position des champs et des gisements de gaz, ainsi que des isopaques du cycle.

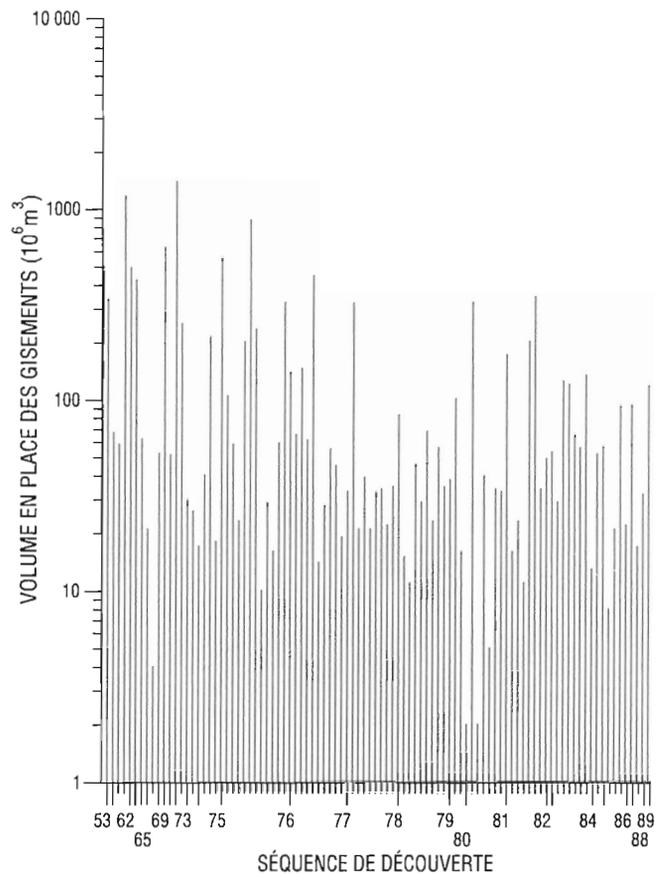
grès qui constituerait un complexe de faciès infralittoraux et littoraux d'une séquence de progradation. En outre, des unités de grès de chenaux sont omniprésentes. La terminaison en biseau de la succession de grès purs décrit un arc entre le canton 5, rang 18W4, et le canton 65, rang 1W5. Ce cycle sédimentaire renferme des réserves significatives de gaz, principalement dans la région où la succession de grès purs montre une épaisseur supérieure à 15 m.

### Historique de l'exploration

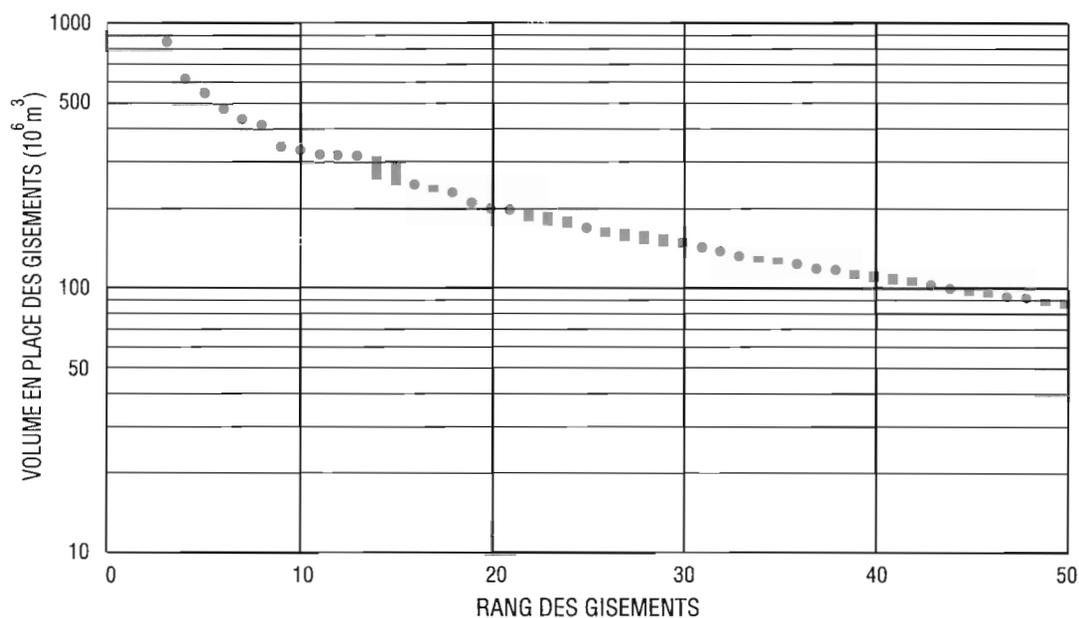
Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré dans le champ de Samson en 1953 (fig. 31; tableau 4). Les gisements de gaz découverts jusqu'à ce jour sont concentrés dans les champs de Strathmore, de Hussar et de Herronton au sud, et dans les champs de Bashaw, de Morningside et de Ferrybank au nord. Le plus grand gisement découvert (champ de Herronton, gisement de Belly River A) est caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $1\,383 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 565 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de 4,1 m, une porosité de 22,4 pour cent et ils se situent à une profondeur moyenne de 813 m. Au total, 96 gisements ont été découverts dans cette zone, dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $12\,295 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 4), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place par gisement de  $128 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

### Potentiel de la zone gazéifère

D'après les estimations du potentiel prévu de cette zone, le volume initial de gaz en place serait de  $6\,615 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 35 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 4). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 360 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $295 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 32). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de petits gisements dans le centre de l'Alberta.



**Figure 31.** Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 3 de la Formation de Foremost.



**Figure 32.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 3 de la Formation de Foremost. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 4**

**Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 3 de la formation de Foremost et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement            | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|---------------------------|------------------|--|--------------------|
| 1  | Herronton, Belly River A  | NA               | 1 383  | 72/12/13           |
| 2  | Strathmore, Belly River A | NA               | 1 163  | 62/07/08           |
| 3  | Strathmore, Belly River E | NA               | 865  | 76/04/23           |
| 4  | Entice, Belly River K     | NA               | 624  | 69/10/04           |
| 5  | Strathmore, Belly River J | NA               | 555  | 75/10/16           |
| 6  | Strathmore, Belly River B | NA               | 487  | 62/08/01           |
| 7  | Gaylord, Belly River A    | NA               | 442  | 77/04/14           |
| 8  | Strathmore, Belly River H | NA               | 421  | 63/10/31           |
| 9  | Brant, Belly River D      | NA               | 347  | 82/03/14           |
| 10   | Samson, Belly River A     | NA               | 337  | 53/05/24           |
| 11   | Clive, Belly River A      | NA               | 324  | 81/01/13           |
| 12   | Strathmore, Belly River N | NA               | 322  | 76/01/12           |
| 13   | Strathmore, Belly River I | NA               | 320  | 78/01/12           |
| 16   | Herronton, Belly River B  | NA               | 249  | 73/06/08           |
| 18   | Strathmore, Belly River K | NA               | 233  | 76/06/10           |
| 19   | Strathmore, Belly River F | NA               | 213  | 75/09/12           |
| 20   | Herronton, Belly River O  | NA               | 202  | 82/02/17           |
| 21   | Strathmore, Belly River M | NA               | 200  | 76/03/16           |
| 25   | Ferrybank, Belly River    | NA               | 172  | 81/12/29           |
| 31   | Carvel, BSL Belly River   | NA               | 145  | 77/03/03           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                           |                  | 12 295   |                    |
| Volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                           |                  | 6 615  |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                           |                  | 35   |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                           |                  | 96   |                    |
| Population totale de gisements   |                           |                  | 360  |                    |

NA, gaz non associé

## ***Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 4, faciès littoraux***

### *Définition de la zone gazéifère*

Cette zone englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès infralittoraux et littoraux du cycle 4 du «Belly River basal». Elle s'étend à une grande région du centre de l'Alberta et ses limites sont définies à l'ouest, à l'est et au sud par l'isopaque de grès purs de 5 m, et au nord par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 33).

### *Géologie*

Le cycle 4 du «Belly River basal», qui apparaît dans les cantons 5 à 65, rangs 5W4 et 5W5 immédiatement à l'ouest de la crête de l'arche de Sweetgrass, renferme une succession de grès purs dont l'épaisseur peut atteindre 50 m d'épaisseur et qui s'amincit en direction de l'est et du sud-est, en formant un biseau de progradation dont les unités constitutives disparaissent de manière progressive dans les mudstones de la Formation de Lea Park, en subsurface, sur une distance de quelque 170 km. Le cycle est généralement constitué d'une succession négative de mudstones, de siltstones et de grès qui constituerait un complexe de faciès infralittoraux et littoraux d'une séquence de progradation. En outre, des unités de grès de chenaux sont omniprésentes. La terminaison en biseau de la succession de grès purs en amont-pendage décrit un arc entre le canton 5, rang 10W4, et le canton 55, rang 10W4. La pointe du prisme de grès purs correspond presque à la culmination du complexe de l'arche de Sweetgrass dans le sud de l'Alberta. Le cycle renferme de grandes réserves de gaz, surtout dans la région où la succession de grès purs montre une épaisseur supérieure à 15 m.

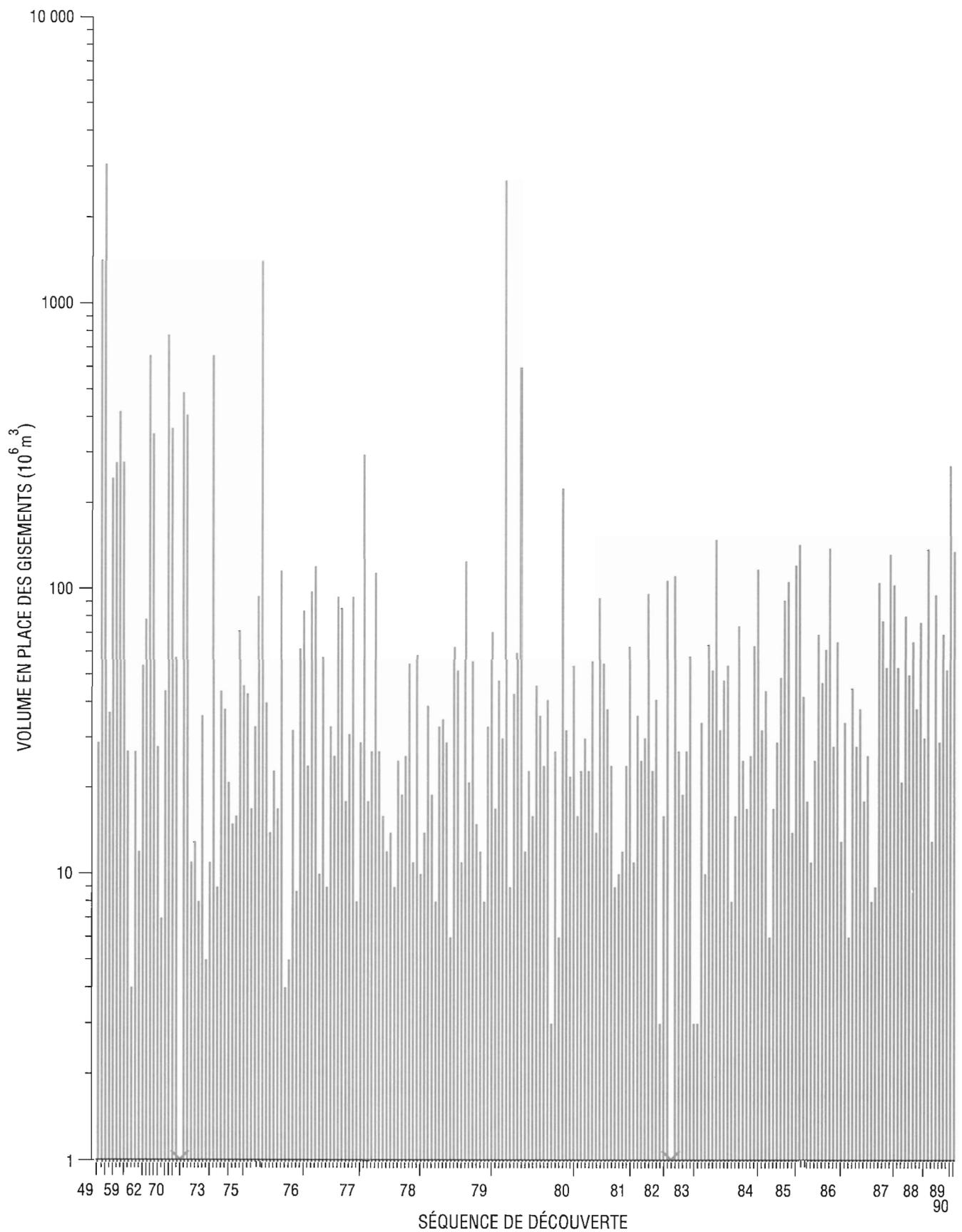
### *Historique de l'exploration*

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré en 1949 (fig. 34). Les nombreux gisements de gaz découverts jusqu'à ce jour sont dispersés, avec des concentrations dans les champs de Wayne-Rosedale, de Drumheller, de Fenn, de Bashaw et de Holmberg. Le plus grand gisement découvert (champ de Bashaw, gisement de Belly River n° 3) est caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $3\,115 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 673 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de 3,4 m, une porosité de 15,2 pour cent et ils se trouvent à une profondeur moyenne de 584 m. Au total, 229 gisements ont été découverts dans cette zone dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $21\,513 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 4), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place par gisement de  $103 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

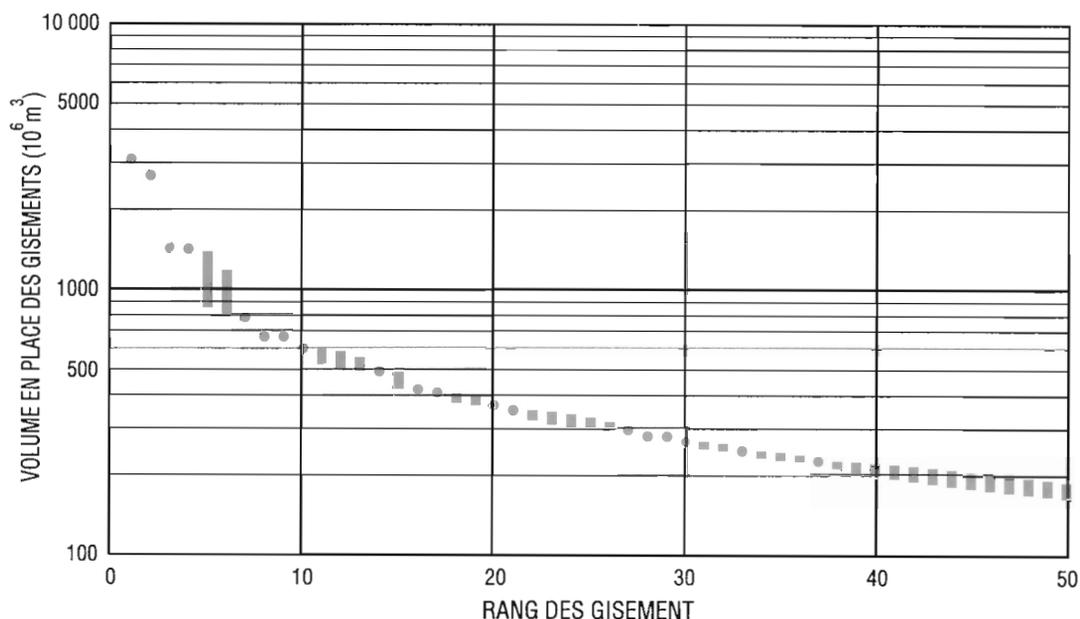
### *Potentiel de la zone gazéifère*

D'après les estimations du potentiel prévu de cette zone, le volume initial de gaz en place s'élève à  $17\,733 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 45 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 5). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 600 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $1\,128 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 35). La zone se classe au troisième rang quant au volume de gaz découvert, au troisième rang quant au potentiel prévu, au premier rang quant au potentiel probable et au deuxième rang quant au plus grand volume d'un gisement non découvert, ce qui laisse entrevoir des perspectives très prometteuses (tableaux 15, 16, 17, 19). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de gisements de moyenne à petite taille dans le centre est de l'Alberta, juste à l'ouest de la culmination structurale peu accentuée de l'arche de Sweetgrass.





**Figure 34.** Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost.



**Figure 35.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 5**

**Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 4 de la formation de Foremost et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement                | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|-------------------------------|------------------|--|--------------------|
| 1  | Belly River Pool n° 3         | NA               | 3 115  | 51/08/02           |
| 2  | Belly River Pool n° 1         | NA               | 2 713  | 80/03/15           |
| 3  | Craigmyle, Belly River A      | NA               | 1 448  | 51/02/04           |
| 4  | Delia, Belly River A          | NA               | 1 424  | 76/05/17           |
| 7  | Belly River Pool n° 2         | NA               | 786  | 70/12/10           |
| 8  | Kelsey, Belly River B         | NA               | 667  | 74/05/31           |
| 9  | Rowley, Belly River A         | NA               | 667  | 64/11/14           |
| 10   | Michichi, Belly River F       | NA               | 603  | 80/08/01           |
| 14   | Leo, Belly River A            | NA               | 494  | 73/01/10           |
| 16   | Hussar, Belly River A         | NA               | 424  | 59/12/23           |
| 17   | Inland, Belly River F         | NA               | 412  | 73/07/21           |
| 20   | Holmberg, Belly River A       | NA               | 370  | 71/06/22           |
| 21   | Wayne-Rosedale, Belly River S | NA               | 354  | 65/12/21           |
| 27   | Link, Belly River H           | NA               | 297  | 78/01/10           |
| 28   | Husar, Belly River D          | NA               | 281  | 59/12/23           |
| 29   | Wayne-Rosedale, Belly River O | NA               | 280  | 59/11/17           |
| 30   | Rowley, Belly River I         | NA               | 268  | 89/11/29           |
| 33   | Glen Park, Belly River        | NA               | 247  | 54/08/10           |
| 37   | Bashaw, Belly River A         | NA               | 226  | 80/11/30           |
| 59   | Gadsby, Belly River B         | NA               | 149  | 84/03/06           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                               |                  | 21 513   |                    |
| Volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                               |                  | 17 733   |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                               |                  | 45   |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                               |                  | 229  |                    |
| Population totale de gisements   |                               |                  | 600  |                    |

NA, gaz non associé



**Figure 36.** Carte de la zone gazifère formée des faciès littoraux du cycle 5 de la Formation de Foremost, montrant la position des champs et des gisements de gaz, ainsi que des isopaques du cycle.

## **Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 5, faciès littoraux**

### **Définition de la zone gazéifère**

Cette zone bien explorée et prouvée est définie englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès infralittoraux et littoraux du cycle 5 du «Belly River basal». Elle s'étend à une grande région du centre est de l'Alberta, au-dessus de la crête de l'arche de Sweetgrass. Ses limites sont définies à l'ouest et à l'est par l'isopaque de grès purs de 5 m, et au nord et au sud par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 36).

### **Géologie**

Le cycle 5 du «Belly River basal», apparaît dans les cantons 5 à 55, rangs 28W3 à 20W4, au-dessus de la crête de l'arche de Sweetgrass, à un endroit où les strates adoptent une attitude presque horizontale. Ce cycle sédimentaire renferme une succession de grès purs dont l'épaisseur peut atteindre 55 m et qui s'amincit en direction de l'est, en formant un biseau de progradation dont les unités constitutives disparaissent de manière progressive dans les mudstones de la Formation de Lea Park, en subsurface, sur une distance de quelque 160 km. Le cycle est en général constitué d'une succession négative de mudstone, de siltstone et de grès qui constituerait un complexe de faciès infralittoraux et littoraux d'une séquence de progradation. En outre, des unités de grès de chenaux sont omniprésentes. La terminaison en biseau de la succession de grès purs décrit un arc entre le canton 5, rang 5W4, et le canton 50, rang 1W4. Ce cycle sédimentaire renferme des réserves de gaz, surtout dans la région où la succession de grès purs montre une épaisseur supérieure à 20 m.

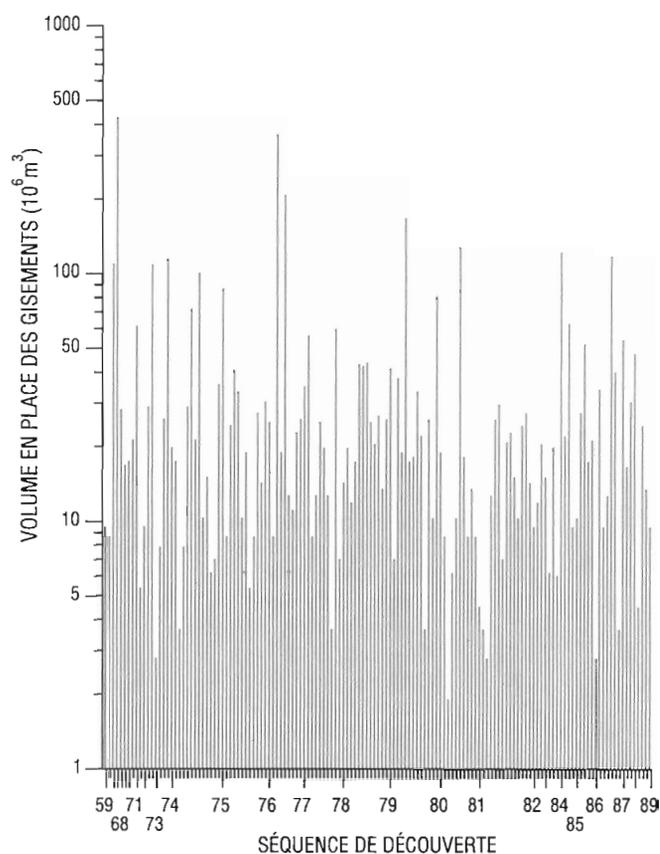
### **Historique de l'exploration**

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré en 1959 (fig. 37). Les gisements de gaz découverts jusqu'à ce jour sont concentrés dans les champs de Cessford, de Provost et de Bruce dans l'est de l'Alberta. Le plus grand gisement découvert (champ de Sullivan Lake, gisement de Belly River A) est caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $627 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 330 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de 3,1 m, une porosité de 28,3 pour cent et ils se trouvent à une

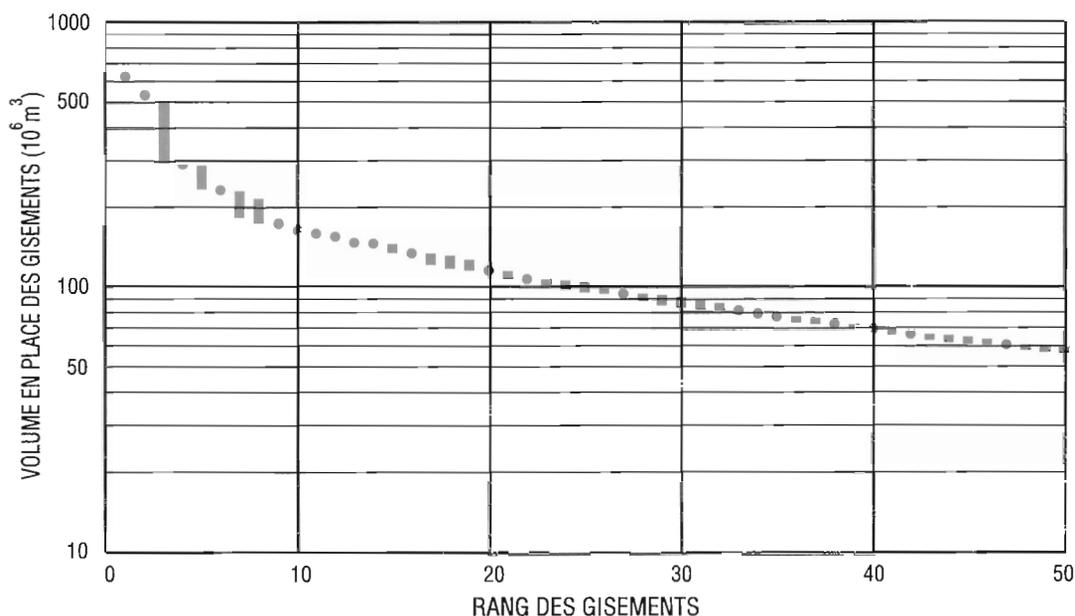
profondeur moyenne de 359 m. Au total, 141 gisements ont été découverts dans cette zone dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $6\,147 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 6), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place par gisement de  $44 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

### **Potentiel de la zone gazéifère**

D'après les estimations du potentiel prévu de cette zone, le volume de gaz en place s'élève à  $5\,088 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 45 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 6). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 320 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $365 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 38). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de gisements de moyenne à petite taille dans le centre est de l'Alberta.



**Figure 37.** Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 5 de la Formation de Foremost.



**Figure 38.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 5 de la Formation de Foremost. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 6**

**Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 5 de la formation de Foremost et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement                 | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|--------------------------------|------------------|--|--------------------|
| 1  | Sullivan Lake, Belly River A   | NA               | 627  | 67/08/01           |
| 2  | Wayne-Rosedale, Belly River K  | NA               | 534  | 77/04/30           |
| 4  | Inland, Belly River G          | NA               | 293  | 77/07/26           |
| 6  | Wayne-Rosedale, Belly River Q  | NA               | 233  | 80/06/30           |
| 9  | Michichi, Belly River B        | NA               | 176  | 81/04/14           |
| 10   | Craigmyle, Belly River I       | NA               | 166  | 84/09/04           |
| 11   | Drumheller, Belly River J      | NA               | 160  | 87/04/21           |
| 12   | Sounding, Belly River B        | NA               | 156  | 74/09/16           |
| 13   | Wintering Hills, Belly River B | NA               | 148  | 63/05/15           |
| 14   | Deer, Belly River              | NA               | 147  | 73/05/12           |
| 16   | Verger, Belly River B          | NA               | 135  | 75/10/04           |
| 20   | Majorville, Belly River A      | NA               | 116  | 75/12/07           |
| 22   | Cessford, Belly River T        | NA               | 108  | 80/11/22           |
| 27   | Dobson, Belly River A          | NA               | 95   | 75/09/02           |
| 33   | Spiers, Belly River C          | NA               | 82   | 85/03/01           |
| 34   | Sounding, Belly River A        | NA               | 80   | 71/11/19           |
| 35   | Spiers, Belly River B          | NA               | 78   | 78/10/31           |
| 38   | Matziwin, Belly River C        | NA               | 73   | 78/03/08           |
| 40   | Deer, BSL, Belly River C       | NA               | 70   | 87/12/09           |
| 42   | Aerial, Belly River A          | NA               | 67   | 86/05/28           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                                |                  | 6 147  |                    |
| Volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                                |                  | 5 088  |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                                |                  | 45   |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                                |                  | 141  |                    |
| Population totale de gisements   |                                |                  | 320  |                    |

NA, gaz non associé

## Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 6, faciès littoraux

### Définition de la zone gazéifère

Cette zone bien explorée et prouvée englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès infralittoraux et littoraux du cycle 6 du «Belly River basal». Elle s'étend à une grande région de l'est de l'Alberta, au-dessus de la crête et le long du flanc est de l'arche de Sweetgrass. Ses limites sont définies à

l'ouest et à l'est par l'isopaque de grès purs de 5 m, et au nord et au sud par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 39).

### Géologie

Le cycle 6 du «Belly River basal» apparaît dans les cantons 5 à 50, rangs 25W3 à 15W4, au-dessus de la crête de l'arche de Sweetgrass, à un endroit où les strates adoptent une attitude presque horizontale. Ce

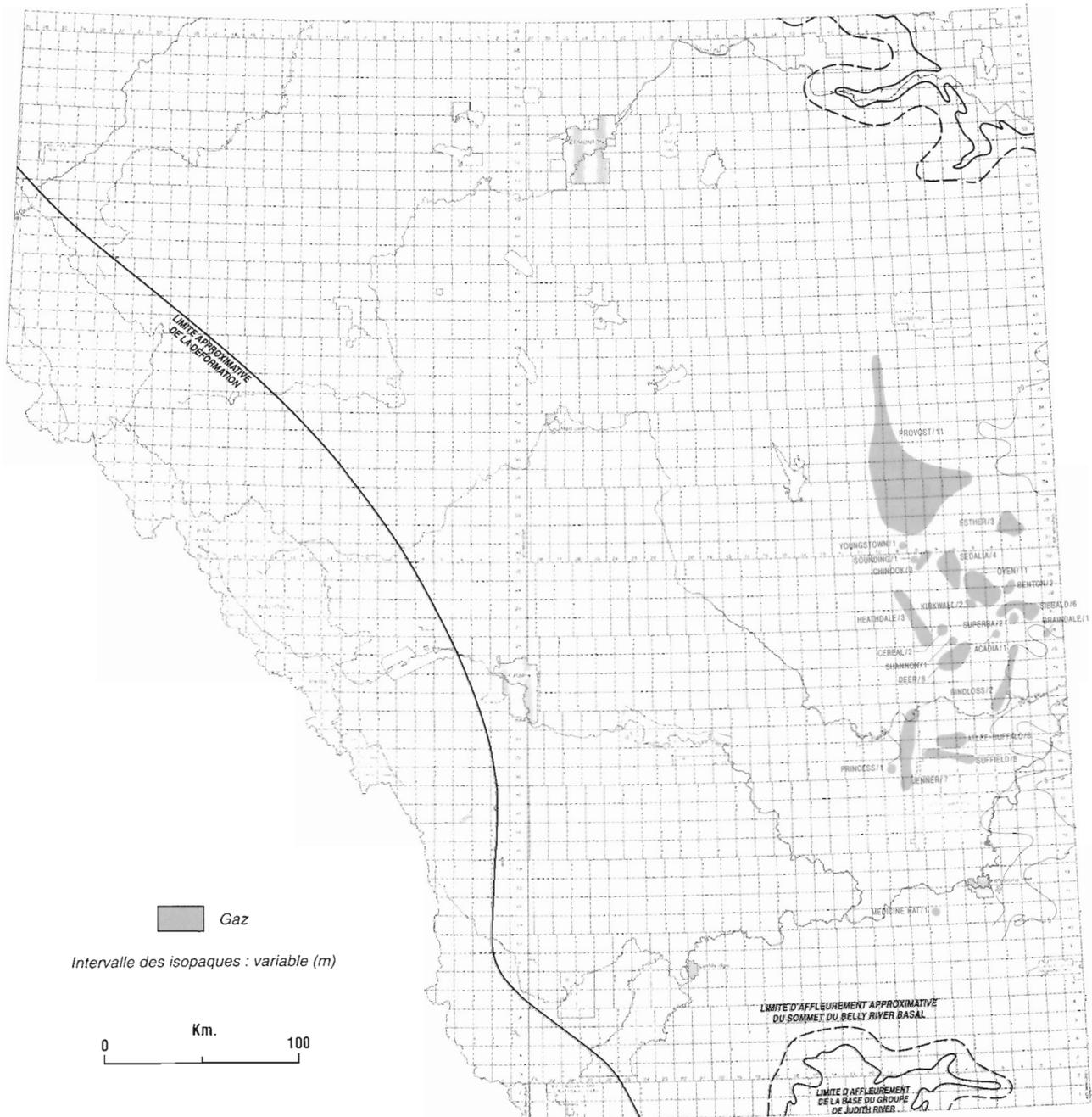


Figure 39. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 6 de la Formation de Foremost, montrant la position des champs et des gisements de gaz, ainsi que des isopaques du cycle.

cycle sédimentaire renferme une succession de grès purs dont l'épaisseur peut atteindre 60 m et qui s'amincit en direction de l'est, en formant un biseau de progradation dont les unités constitutives disparaissent de manière progressive dans les mudstones de la Formation de Lea Park, en subsurface, sur une distance de quelque 150 km. Le cycle est en général constitué d'une succession négative de mudstones, de siltstones et de grès qui constituerait un complexe de faciès infralittoraux et littoraux d'une séquence de progradation. En outre, des unités de grès de chenaux sont omniprésentes. La terminaison en biseau de la succession de grès purs décrit un arc entre le canton 5, rang 1W4, et le canton 50, rang 25W3. Ce cycle sédimentaire renferme des réserves de gaz, surtout dans la région où la succession de grès purs montre une épaisseur supérieure à 20 m.

### Historique de l'exploration

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré dans le champ d'Atlee-Buffalo en 1955 (fig. 40; tableau 7). Les gisements de gaz découverts jusqu'à ce jour sont concentrés dans les champs de Suffield, d'Atlee-Buffalo et de Provost dans le sud-est de l'Alberta. Le plus grand gisement découvert (champ de Sedalia, gisement de Belly River D) est caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $552 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 451 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de 2,5 m, une porosité de 29,3 pour cent et ils se trouvent à une profondeur moyenne de 266 m. Au total, 90 gisements ont été découverts dans cette zone dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $4\,281 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 7), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place par gisement de  $48 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

### Potentiel de la zone gazéifère

D'après les estimations du potentiel prévu de cette zone, le volume de gaz en place s'élève à  $3\,406 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 44 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 7). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 380 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $189 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 41). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de petits gisements dans l'est de l'Alberta, près de la frontière de la Saskatchewan.

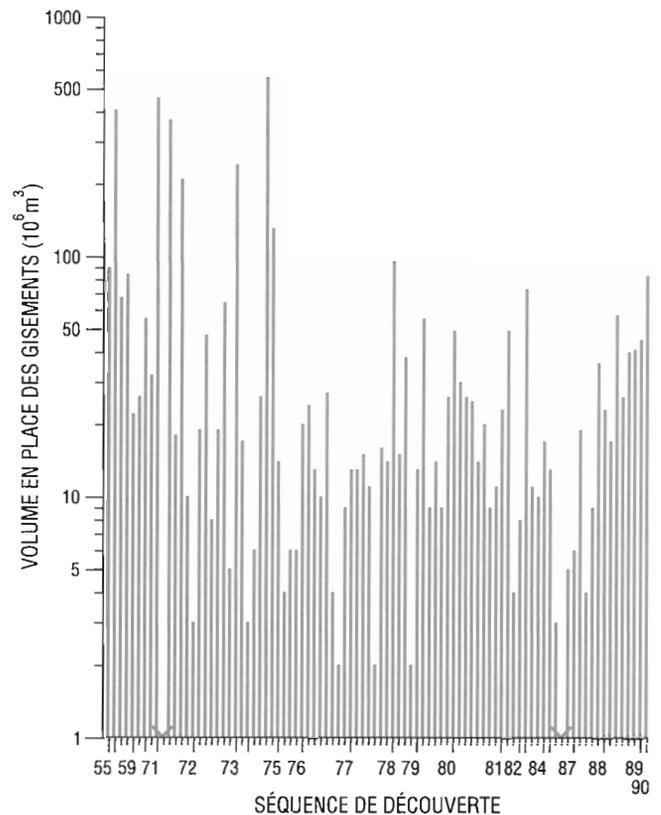
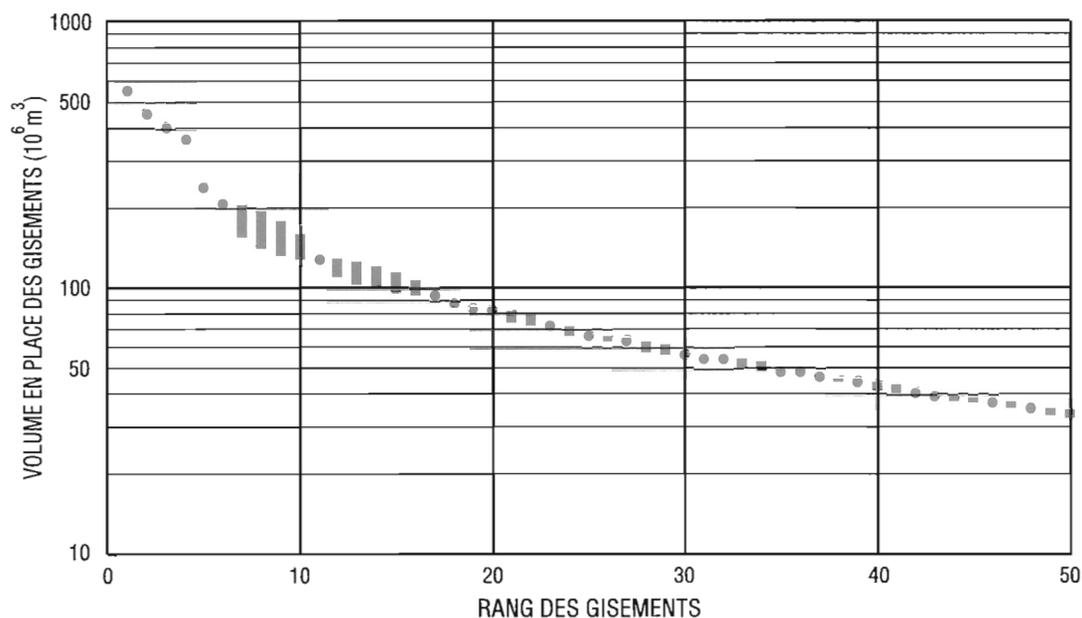


Figure 40. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 6 de la Formation de Foremost.



**Figure 41.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifière formée des faciès littoraux du cycle 6 de la Formation de Foremost. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 7**

**Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifière formée des faciès littoraux du cycle 6 de la formation de Foremost et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement               | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|------------------------------|------------------|--|--------------------|
| 1  | Sedalia, Belly River D       | NA               | 552  | 75/08/10           |
| 2  | Provost, Belly River B       | NA               | 454  | 71/11/16           |
| 3  | Esther, Belly River A        | NA               | 404  | 56/10/16           |
| 4  | Chinook, Belly River A       | NA               | 367  | 72/09/08           |
| 5  | Sedalia, Belly River B       | NA               | 239  | 73/12/09           |
| 6  | Oyen, Belly River B          | NA               | 208  | 72/10/19           |
| 11   | Sedalia, Belly River E       | NA               | 130  | 75/08/10           |
| 17   | Provost, Belly River K       | NA               | 95   | 78/06/28           |
| 18   | Atlee-Buffalo, Belly River G | NA               | 89   | 55/01/05           |
| 19   | Jenner, Belly River D        | NA               | 84   | 59/10/29           |
| 20   | Oyen, Belly River D          | NA               | 83   | 90/06/28           |
| 23   | Sedalia, Belly River         | NA               | 73   | 83/12/22           |
| 25   | Heathdale, Belly River       | NA               | 67   | 59/03/03           |
| 27   | Atlee-Buffalo, Foremost A    | NA               | 64   | 73/09/16           |
| 30   | Atlee-Buffalo, Foremost      | NA               | 57   | 89/05/31           |
| 31   | Provost, Belly River M       | NA               | 55   | 67/05/31           |
| 32   | Atlee-Buffalo, Foremost B    | NA               | 55   | 80/08/12           |
| 35   | Heathdale, Belly River       | NA               | 49   | 82/10/15           |
| 36   | Sibbald, Belly River         | NA               | 49   | 80/12/14           |
| 37   | Cereal, BSL, Belly River     | NA               | 47   | 73/06/29           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                              |                  | 4 281  |                    |
| Volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                              |                  | 3 406  |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                              |                  | 44   |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                              |                  | 90   |                    |
| Population totale de gisements   |                              |                  | 380  |                    |

NA, gaz non associé



**Figure 42.** Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 7 de la Formation de Foremost, montrant la position des champs et des gisements de gaz, ainsi que des isopaques du cycle.

## Formation de Foremost («Belly River basal»), cycle 7, faciès littoraux

### Définition de la zone gazéifère

Cette zone bien explorée et prouvée englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès infralittoraux et littoraux du cycle 7 du «Belly River basal». Elle s'étend à une grande région de l'est de l'Alberta et à une partie de l'ouest de la Saskatchewan, au-dessus de la crête et le long du flanc est de l'arche de Sweetgrass. Ses limites sont définies à l'ouest et à l'est par l'isopaque de grès purs de 5 m, et au nord et au sud par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 42).

### Géologie

Le cycle 7 du «Belly River basal», apparaît dans les cantons 5 à 45, rangs 25W3 à 10W4, dans l'est de l'Alberta et l'ouest de la Saskatchewan, au-dessus de la crête et le long du flanc est de l'arche de Sweetgrass, à un endroit où les strates adoptent une attitude presque horizontale. Ce cycle sédimentaire renferme une succession de grès purs dont l'épaisseur peut atteindre 35 m et qui s'amincit en direction de l'est, en formant un biseau de progradation dont les unités constitutives disparaissent de manière progressive dans les mudstones de la Formation de Lea Park, en subsurface, sur une distance de quelque 100 km. Le cycle est en général constitué d'une succession négative de mudstones, de siltstones et de grès qui constituerait un complexe de faciès infralittoraux et littoraux d'une séquence de progradation. En outre, des unités de grès de chenaux sont omniprésentes. La terminaison en biseau de la succession de grès purs décrit un arc entre le canton 5, rang 27W3, et le canton 45, rang 25W3. Le cycle renferme des réserves de gaz dans la région où la succession de grès purs montre une épaisseur supérieure à 20 m.

### Historique de l'exploration

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré dans le champ de Whiteside en 1962 (fig. 43; tableau 8). Les gisements de gaz découverts jusqu'à ce jour sont concentrés dans les champs de Medicine Hat et quelques-uns sont présents dans la région de Sedalia et dans l'ouest de la Saskatchewan. Le plus grand gisement découvert (champ de Sedalia, gisement de Belly River A) est caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $1\,464 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 577 ha, un intervalle productif net

d'une épaisseur de 3,0 m, une porosité de 30,3 pour cent et ils se trouvent à une profondeur moyenne de 202 m. Au total, 46 gisements ont été découverts dans cette zone dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $3\,552 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 8), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place par gisement de  $77 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

### Potentiel de la zone gazéifère

D'après les estimations du potentiel prévu de la zone, le volume de gaz en place s'élève à  $6\,666 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 65 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 8). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 280 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $789 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 44). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de gisements de moyenne à petite taille dans une zone chevauchant la partie sud de la frontière Alberta-Saskatchewan.

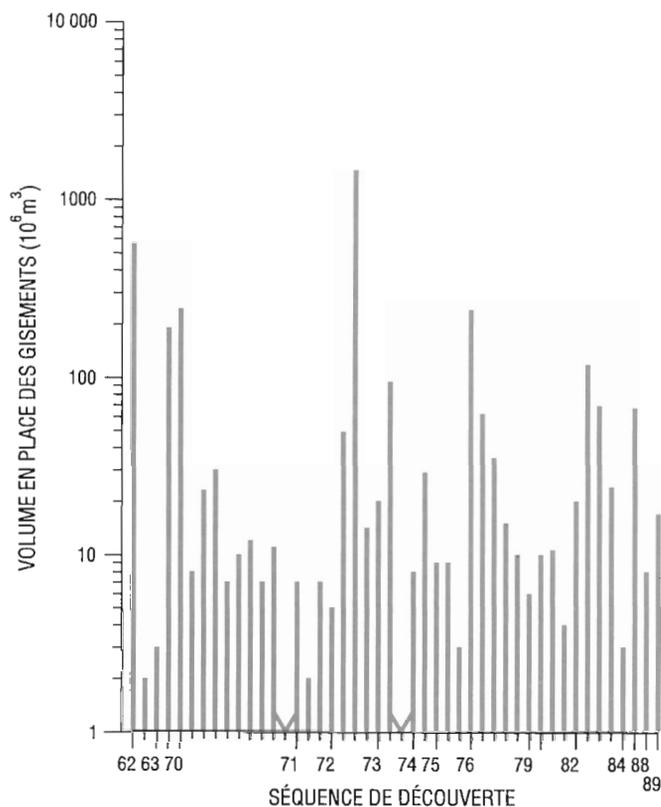
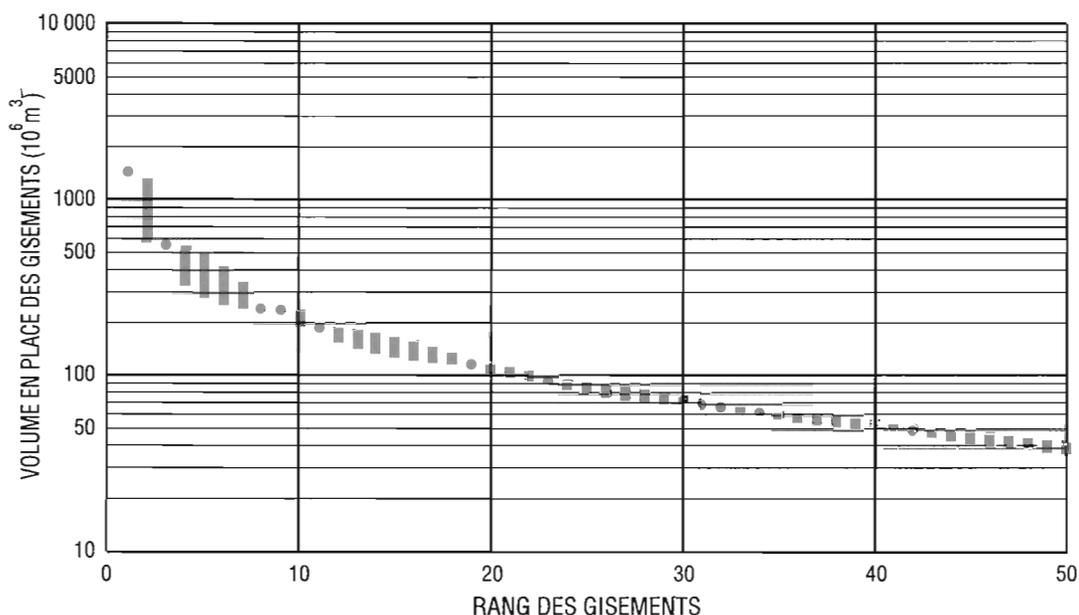


Figure 43. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 7 de la Formation de Foremost.



**Figure 44.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 7 de la Formation de Foremost. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 8**

**Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du cycle 7 de la formation de Foremost et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement                    | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|-----------------------------------|------------------|--|--------------------|
| 1  | Sedalia, Belly River A            | NA               | 1 464  | 73/07/23           |
| 3  | Whiteside, Ribstone Crk Sand      | NA               | 564  | 62/00/00           |
| 8  | Medicine Hat, Belly River C       | NA               | 244  | 70/10/20           |
| 9  | Sedalia, Belly River L            | NA               | 240  | 76/10/15           |
| 11   | Medicine Hat, Belly River A       | NA               | 190  | 66/10/29           |
| 19   | Whiteside West, Ribstone Crk Sand | NA               | 118  | 84/00/00           |
| 23   | Medicine Hat, Belly River FF      | NA               | 94   | 74/09/25           |
| 31   | Esther, BSL, Belly River          | NA               | 69   | 84/03/01           |
| 32   | Atlee-Buffalo, Belly River D      | NA               | 67   | 85/07/31           |
| 34   | Provost, Belly River N            | NA               | 62   | 79/01/28           |
| 42   | Medicine Hat, Belly River GG      | NA               | 49   | 73/06/24           |
| 54   | Provost, Belly River              | NA               | 35   | 79/03/08           |
| 60   | Medicine Hat, Belly River N       | NA               | 30   | 71/10/19           |
| 62   | Chinook, Belly River              | NA               | 29   | 75/10/25           |
| 70   | Medicine Hat, Belly River JJ      | NA               | 24   | 84/11/02           |
| 72   | Medicine Hat, Belly River R BB    | NA               | 23   | 71/10/15           |
| 78   | Sedalia, Belly River J            | NA               | 20   | 73/12/09           |
| 79   | Sedalia, Belly River K            | NA               | 20   | 82/11/24           |
| 87   | Compeer, BSL, Belly River         | NA               | 17   | 89/08/10           |
| 94   | Medicine Hat, Belly River CC      | NA               | 15   | 79/02/28           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                                   |                  | 3 552  |                    |
| Volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                                   |                  | 6 666  |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                                   |                  | 65   |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                                   |                  | 46   |                    |
| Population totale de gisements   |                                   |                  | 280  |                    |

NA, gaz non associé

## ***Formation de Foremost («Belly River basal»), faciès fluviales***

### *Définition de la zone gazéifère*

Cette zone bien explorée et prouvée englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès de chenaux fluviaux et les grès de débordement de la Formation de Foremost, qui occupe une position intermédiaire dans le Groupe de Belly River. Ces dépôts se trouvent au-dessus et à l'ouest des cycles de sédiments littoraux du «Belly River basal» et sont surmontés des grès de la Formation d'Oldman (unité de Comrey) qui couvrent de grandes étendues. La zone gazéifère s'étend à une grande région de l'ouest de l'Alberta. Ses limites sont définies à l'est et au sud par les marges côté continent des cycles de progradation formés de sédiments littoraux, à l'ouest par la limite de la déformation cordillère et au nord par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 45).

### *Géologie*

L'ensemble de la Formation de Foremost s'amincit en direction de l'est à travers le sud de l'Alberta, son épaisseur passant de 170 m à Lethbridge à 90 m dans le sud-ouest de la Saskatchewan (Williams et Dyer, 1930). Les strates non marines de cette formation se composent d'une interstratification de mudstones gris, de minces couches de charbon et de grès fins se présentant en minces unités d'aire de débordement à lamination de rides et en unités de chenaux plus épaisses. Il s'agirait de sédiments de lagune, de marais et de plaine d'inondation (Slipper et Hunter, 1931; Ogonyomi et Hills, 1977). La partie non marine de la Formation de Foremost s'étend à une très vaste région de l'ouest de l'Alberta (cantons 5 à 65, rangs 10W4 à 27W5). Elle est caractérisée par d'épais corps gréseux de chenaux enchassés dans des mudstones et elle s'amincit jusqu'à disparaître en direction de l'est, à mesure que les unités littorales équivalentes passent de manière progressive à des shales à partir de la base, sur une distance de quelque 500 km. Cette unité composite renferme de vastes réserves de gaz réparties dans un grand nombre de petits gisements.

Les dépôts non marins à grain fin interstratifiés assurent l'étanchéité verticale des gisements contenus dans les corps gréseux de chenaux et de réseaux de crevasses, créant par le fait même de nombreux pièges stratigraphiques. Les hydrocarbures proviennent probablement des charbons interstratifiés dans la succession ou qui occupent une position adjacente.

### *Historique de l'exploration*

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré en 1945 (fig. 46). Un très grand nombre de gisements de gaz ont été découverts dans cette zone et ils sont concentrés dans les régions de Hussar, d'Entice, de Rowley, de Fenn, de Huxley, de Willisden Green et de Pembina. Le plus grand gisement découvert (champ de Bashaw, gisement de Belly River C) est caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $1\,589 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 310 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de 3,6 m, une porosité de 23,7 pour cent et ils se trouvent à une profondeur moyenne de 695 m. Au total, 452 gisements ont été découverts dans cette zone dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $23\,252 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 9), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place de  $51 \times 10^6 \text{ m}^3$  par gisement.

### *Potentiel de la zone gazéifère*

D'après les estimations du potentiel prévu de cette zone, le volume de gaz en place s'élève à  $18\,547 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 44 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 9). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 1 280 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $882 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 47). La zone se classe deuxième rang quant aux ressources découvertes, au deuxième rang quant au potentiel prévu, au troisième rang quant au potentiel probable et au troisième rang quant au volume du plus grand gisement non découvert, ce qui indique une distribution prometteuse des ressources (tableaux 15, 16, 17, 19). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de gisements de moyenne à petite taille dans le centre et le sud de l'Alberta.

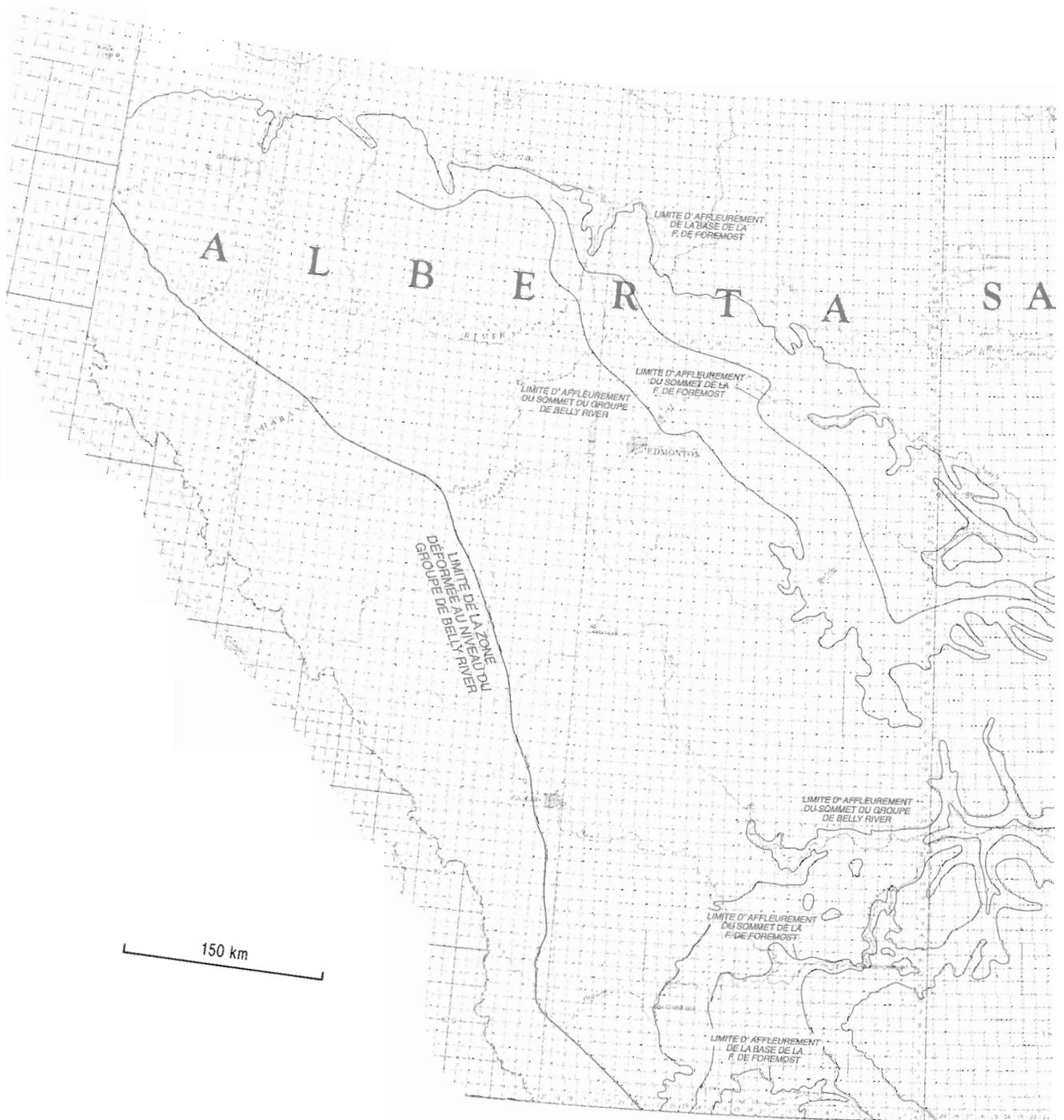


Figure 45. Carte de la zone gazéifère formée des faciès fluviaux de la Formation de Foremost.

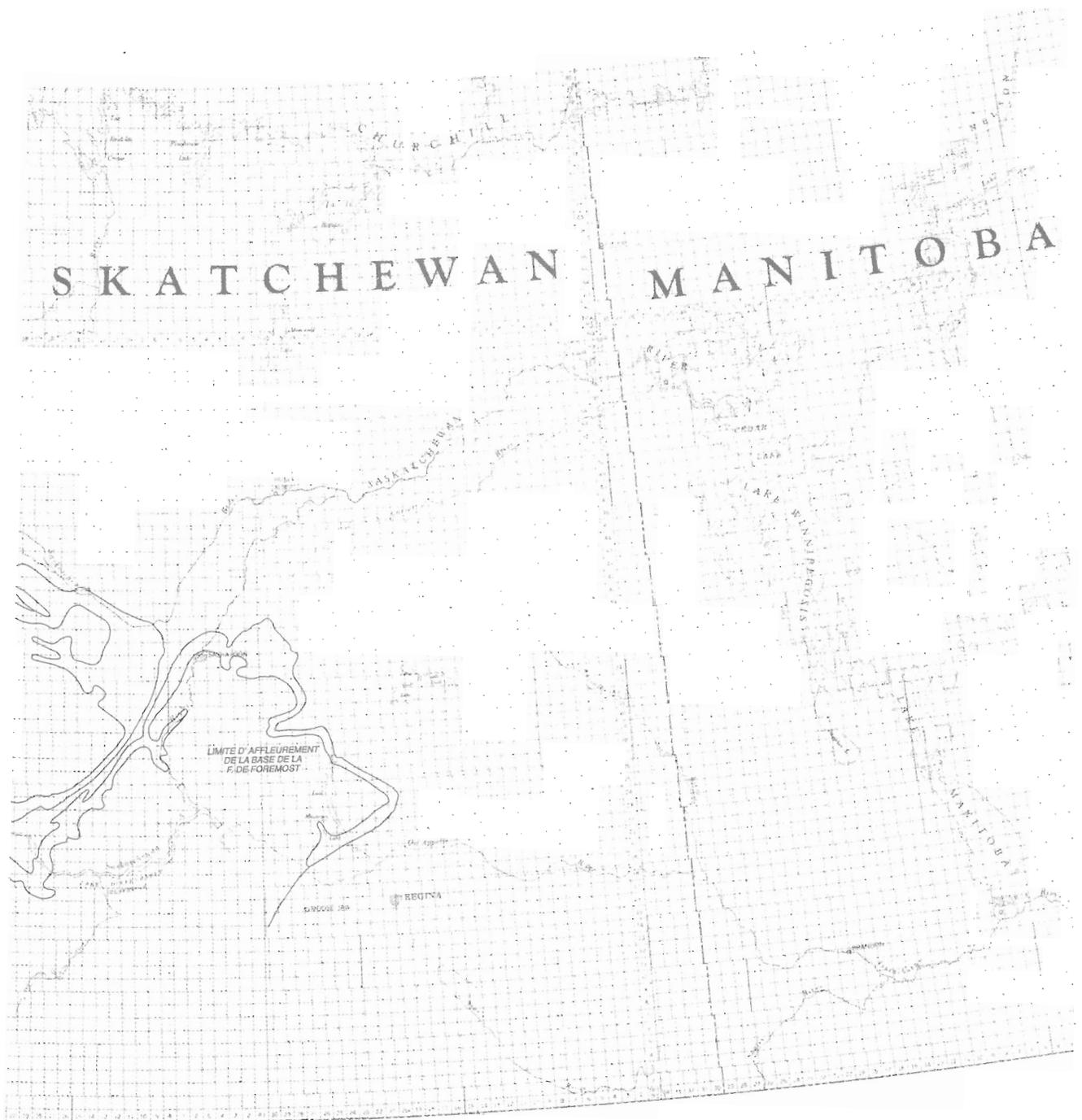
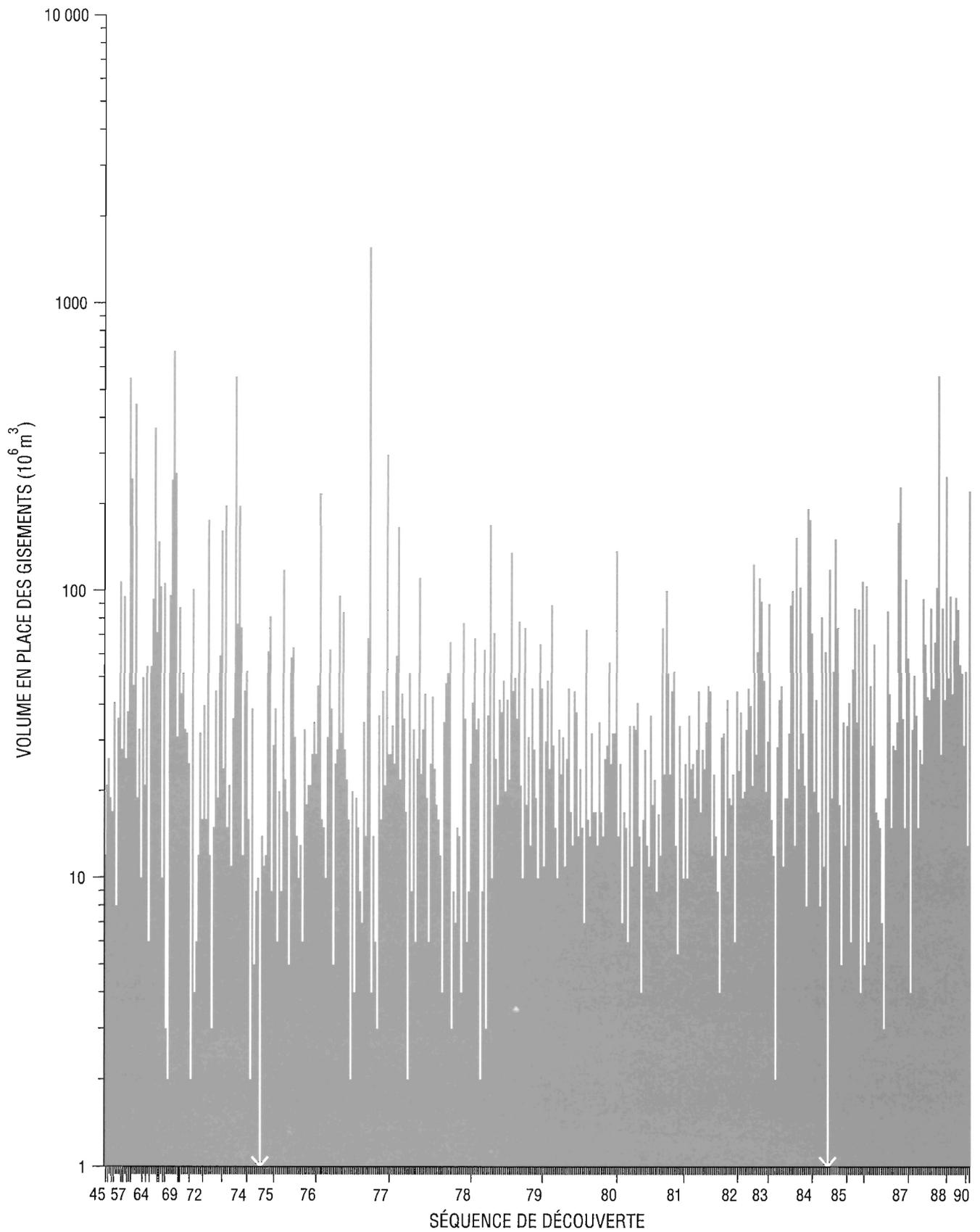
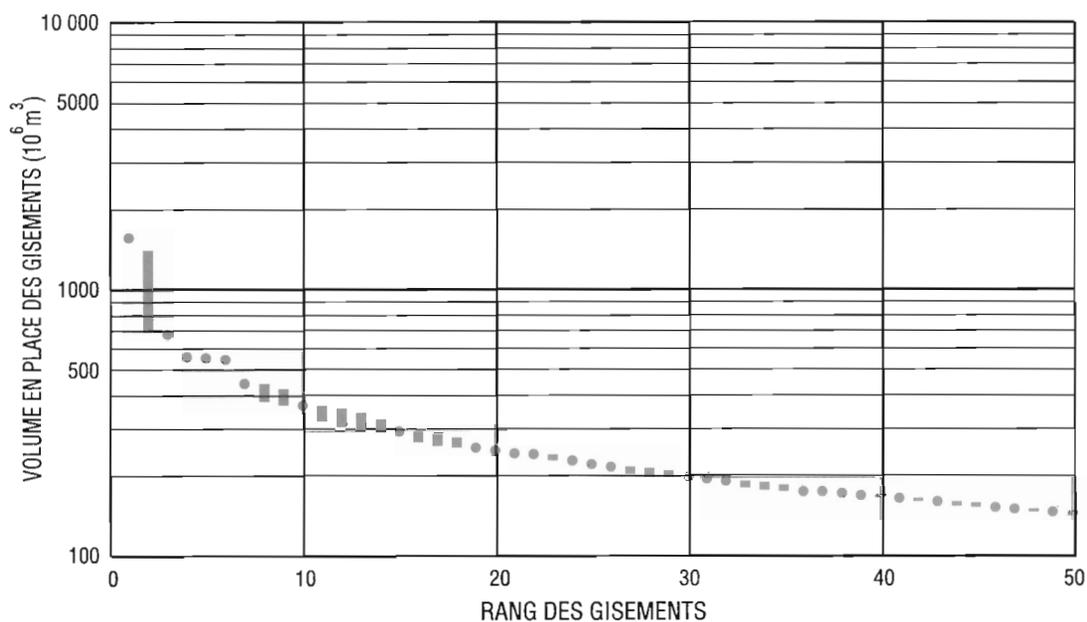


Figure 45. (Suite)



**Figure 46.** Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès fluviaux de la Formation de Foremost.



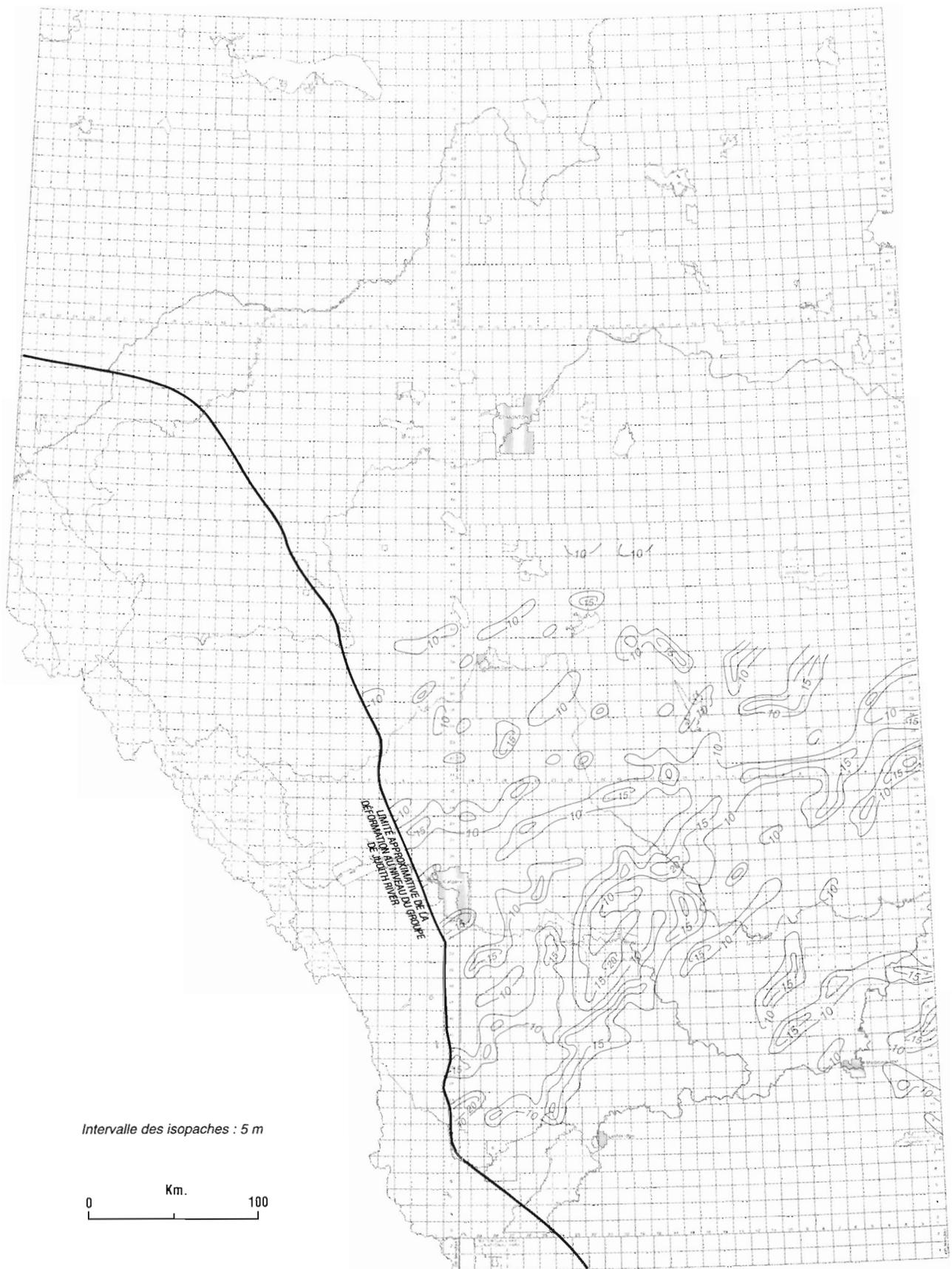
**Figure 47.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles de la Formation de Foremost. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 9**

**Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles de la formation de Foremost et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement                    | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|-----------------------------------|------------------|--|--------------------|
| 1  | Bashaw, Belly River C             | NA               | 1 589  | 77/06/12           |
| 3  | Entice, Belly River B             | NA               | 687  | 69/10/04           |
| 4  | Seiu Lake, Belly River B          | NA               | 567  | 88/09/22           |
| 5  | Entice, Belly River P             | NA               | 562  | 74/09/12           |
| 6  | Wayne-Rosedale, Belly River A     | NA               | 554  | 60/07/07           |
| 7  | Willesden Green, Belly River A    | H                | 450  | 61/05/29           |
| 10   | Willesden Green, Belly River G    | NA               | 372  | 65/02/05           |
| 15   | Shaunicy, Belly River             | NA               | 299  | 77/11/16           |
| 19   | Mikwan, Belly River A             | NA               | 259  | 69/12/13           |
| 20   | Three Hills Creek, Belly River D  | NA               | 253  | 88/10/20           |
| 21   | Willesden Green, Belly River E    | NA               | 247  | 61/02/01           |
| 22   | Gayford, Belly River A            | NA               | 245  | 69/09/11           |
| 24   | Willesden Green, BSL, Belly River | NA               | 232  | 87/10/20           |
| 25   | Chain, Belly River D              | NA               | 225  | 90/06/20           |
| 26   | Highvale, Belly River A           | NA               | 220  | 77/01/31           |
| 30   | Sedalia, Belly River H            | NA               | 200  | 74/02/16           |
| 31   | Entice, Belly River F             | NA               | 199  | 74/09/18           |
| 32   | Ewing Lake, Belly River B         | NA               | 195  | 84/10/02           |
| 36   | Hastings, Belly River A           | NA               | 178  | 73/07/13           |
| 37   | Gadsby, Belly River               | NA               | 178  | 84/10/17           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                                   |                  | 23 252   |                    |
| Volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                                   |                  | 18 547   |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                                   |                  | 44   |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                                   |                  | 452  |                    |
| Population totale de gisements   |                                   |                  | 1 280  |                    |

NA, gaz non associé; H, gaz acide



**Figure 48.** Carte de la zone gazifère formée des faciès fluviaux de la Formation d'Oldman.

## *Formation d'Oldman (Membre de Comrey), faciès fluviaux*

### *Définition de la zone gazéifère*

Cette zone bien explorée et prouvée englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès étendus du Membre de Comrey de la partie inférieure de la Formation d'Oldman (Groupe de Belly River). Ces dépôts surmontent les faciès fluviaux et littoraux de la Formation de Foremost, immédiatement au-dessus de la Zone de charbon de Taber, et sont surmontés d'une unité à grain fin distincte qui montre une grande persistance dans l'ensemble du centre de l'Alberta. La zone gazéifère occupe une grande partie du centre et de l'ouest de l'Alberta et ses limites sont définies à l'est par la terminaison en biseau de l'unité, à l'ouest par la limite de la déformation cordillère, et au nord et au sud par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 48). Par le passé, les géologues d'exploration n'ont pas considéré cette unité stratigraphique et la zone qu'elle constitue comme une cible bien définie.

### *Géologie*

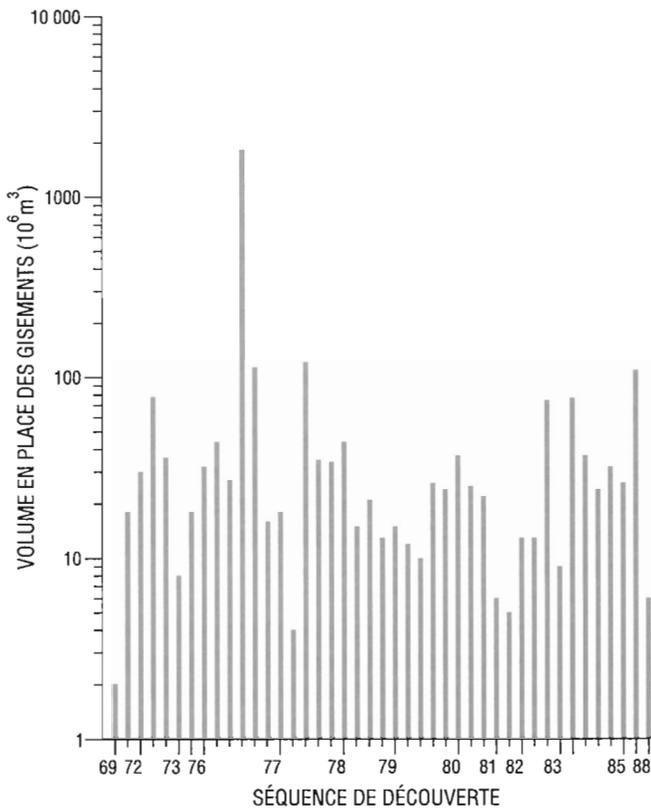
La Formation d'Oldman, reconnue par Dowling (1917) et nommée par Russell et Landes (1940), surmonte la Formation de Foremost dans le sud de l'Alberta. Le grès du «Membre de Comrey» (Russell et Landes, 1940) se situe dans la partie inférieure de la Formation

d'Oldman et est exposé dans des affleurements le long de la rivière Milk, dans les cantons 1 et 2, rangs 5W4 à 7W4 (Glass, 1990). Là où il affleure, le Membre de Comrey est constitué de grès fins à moyens à stratification oblique, accompagnés d'un peu de conglomérats et de zones de caliches, qui sont disposés en corps à base érodée superposés et constitueraient les matériaux de remplissage de chenaux peu sinueux (Troke et al., 1992). Les données sur les paléocourants indiquent un écoulement fluvial dirigé vers le nord-est. Le dépôt du Membre de Comrey a été suivi d'une transgression marine (Troke et al., 1992). Le Membre de Comrey apparaît dans les cantons 5 à 55, rangs 1W4 à 10W5, dans le sud de l'Alberta (Hamblin, 1994a, b). Il contient une succession de grès purs dont l'épaisseur peut atteindre 25 m. L'unité renferme de grandes réserves de gaz réparties dans de nombreux petits gisements.

L'unité à grain fin sus-jacente assure l'étanchéité verticale des gisements contenus dans les corps gréseux du Membre de Comrey, créant par le fait même de nombreux pièges stratigraphiques. Les hydrocarbures pourraient provenir des couches de charbon interstratifiées ou qui occupent une position adjacente.

### *Historique de l'exploration*

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré en 1969 (fig. 49). Les gisements de gaz découverts jusqu'à ce jour sont

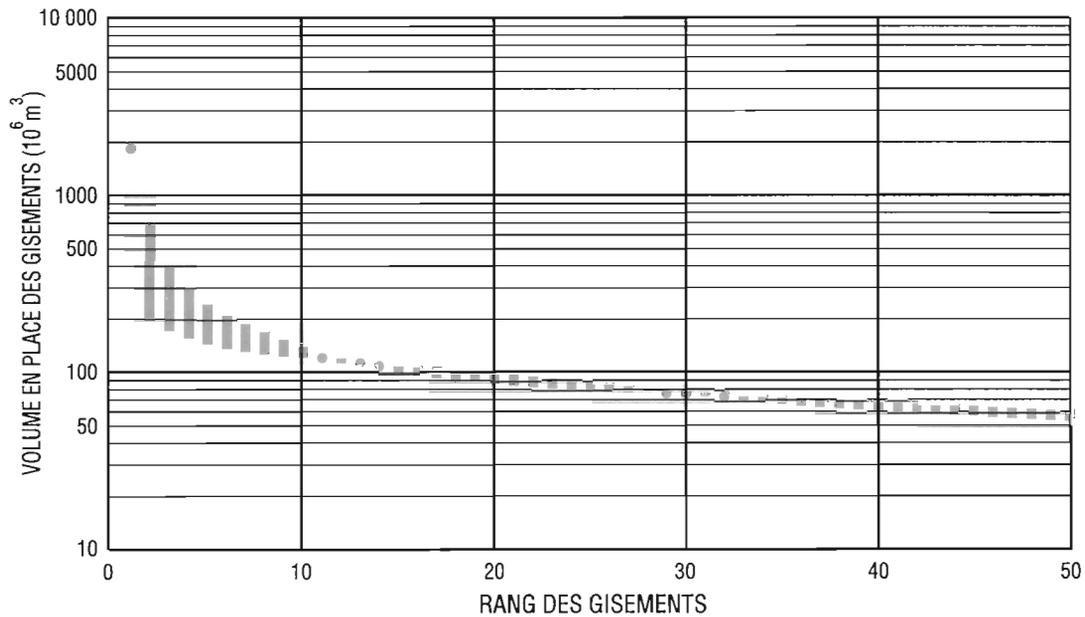


**Figure 49.** Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès fluviatiles de la Formation d'Oldman.

concentrés dans les champs de Wayne-Rosedale, de Twining, de Provost et de Bashaw. Le plus grand gisement découvert (champ de Nevis, gisement de Belly River C n° 1) est caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $1\,846 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 556 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de 3,2 m, une porosité de 25,9 pour cent et ils se trouvent à une profondeur moyenne de 526 m. Au total, 43 gisements ont été découverts dans cette zone dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $3\,179 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 10), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place par gisement de  $74 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

#### *Potentiel de la zone gazéifère*

D'après les estimations du potentiel prévu de cette zone, le volume de gaz en place s'élève à  $15\,691 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 83 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 10). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 1 000 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $323 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 50). La zone se classe au dixième rang quant à l'importance des ressources découvertes, mais au quatrième rang quant au potentiel prévu et au quatrième rang quant au potentiel probable (tableaux 15, 16, 17). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de petits gisements dans le centre et le sud de l'Alberta.



**Figure 50.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès fluviaux de la Formation d'Oldman. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 10**

**Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des faciès fluviaux de la formation d'Oldman et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement                     | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|------------------------------------|------------------|--|--------------------|
| 1  | Nevis, Belly River C n° 1 Pool     | NA               | 1 846  | 77/06/12           |
| 11   | Twining, Belly River F             | NA               | 122  | 78/08/05           |
| 13   | Highvale, Belly River              | NA               | 114  | 77/06/17           |
| 14   | Highvale, Belly River              | NA               | 110  | 87/05/31           |
| 29   | Minnehik-Buck Lk, BSL, Belly River | NA               | 78   | 73/03/02           |
| 30   | Bruce, Belly River M               | NA               | 77   | 84/05/25           |
| 32   | Homeglen-Rimbey, Belly River       | NA               | 75   | 83/06/22           |
| 82   | Sangudo, Belly River               | NA               | 44   | 77/03/08           |
| 83   | Wayne-Rosedale, Belly River H      | NA               | 44   | 78/11/25           |
| 108  | Bashaw, Belly River                | NA               | 37   | 80/11/28           |
| 109  | Bruce Belly River                  | NA               | 37   | 85/02/01           |
| 113  | Provost, Belly River D             | NA               | 36   | 73/07/17           |
| 118  | Wayne-Rosedale, Belly River J      | NA               | 35   | 78/10/21           |
| 123  | Hussar, Belly River K              | NA               | 34   | 71/10/27           |
| 133  | Gartley, Belly River               | NA               | 32   | 85/03/05           |
| 134  | Watelet, Belly River               | NA               | 32   | 76/12/30           |
| 147  | Provost, Belly River H             | NA               | 30   | 72/08/10           |
| 170  | Hussar, U Belly River              | NA               | 27   | 77/05/14           |
| 177  | Morinville, Belly River            | NA               | 26   | 85/07/26           |
| 178  | Watelet, Belly River               | NA               | 26   | 80/11/22           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                                    |                  | 3 179  |                    |
| volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                                    |                  | 15 691   |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                                    |                  | 83   |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                                    |                  | 43   |                    |
| Population totale de gisements   |                                    |                  | 1 000  |                    |

NA, gaz non associé

## Formation de Dinosaur Park, faciès de remplissage de vallée estuarienne

### Définition de la zone gazéifère

Cette zone bien explorée et prouvée englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les épais grès inférieurs de la Formation de Dinosaur Park (sommet du Groupe de Belly River). Ces dépôts surmontent les sédiments de la Formation d'Oldman (faciès fluviaux du Membre de Comrey et unité à grain fin distincte qui montre une grande persistance dans l'ensemble du centre de l'Alberta) et leur base

correspond à une surface de discontinuité cartographiable à l'échelle régionale (Eberth et Hamblin, 1993; Hamblin, 1994c, d). La Formation de Dinosaur Park est coiffée de la Zone de charbon de Lethbridge, laquelle est surmontée à son tour des shales marins de la Formation de Bearpaw liés à la phase de transgression suivante. La zone gazéifère occupe une grande partie du centre ouest et du sud-ouest de l'Alberta et ses limites sont définies au nord et à l'est par la bande d'affleurement de l'unité, à l'ouest par la limite de la déformation cordillère, et au sud par la terminaison en biseau de l'unité (fig. 51). Par le passé, les géologues d'exploration n'ont pas considéré

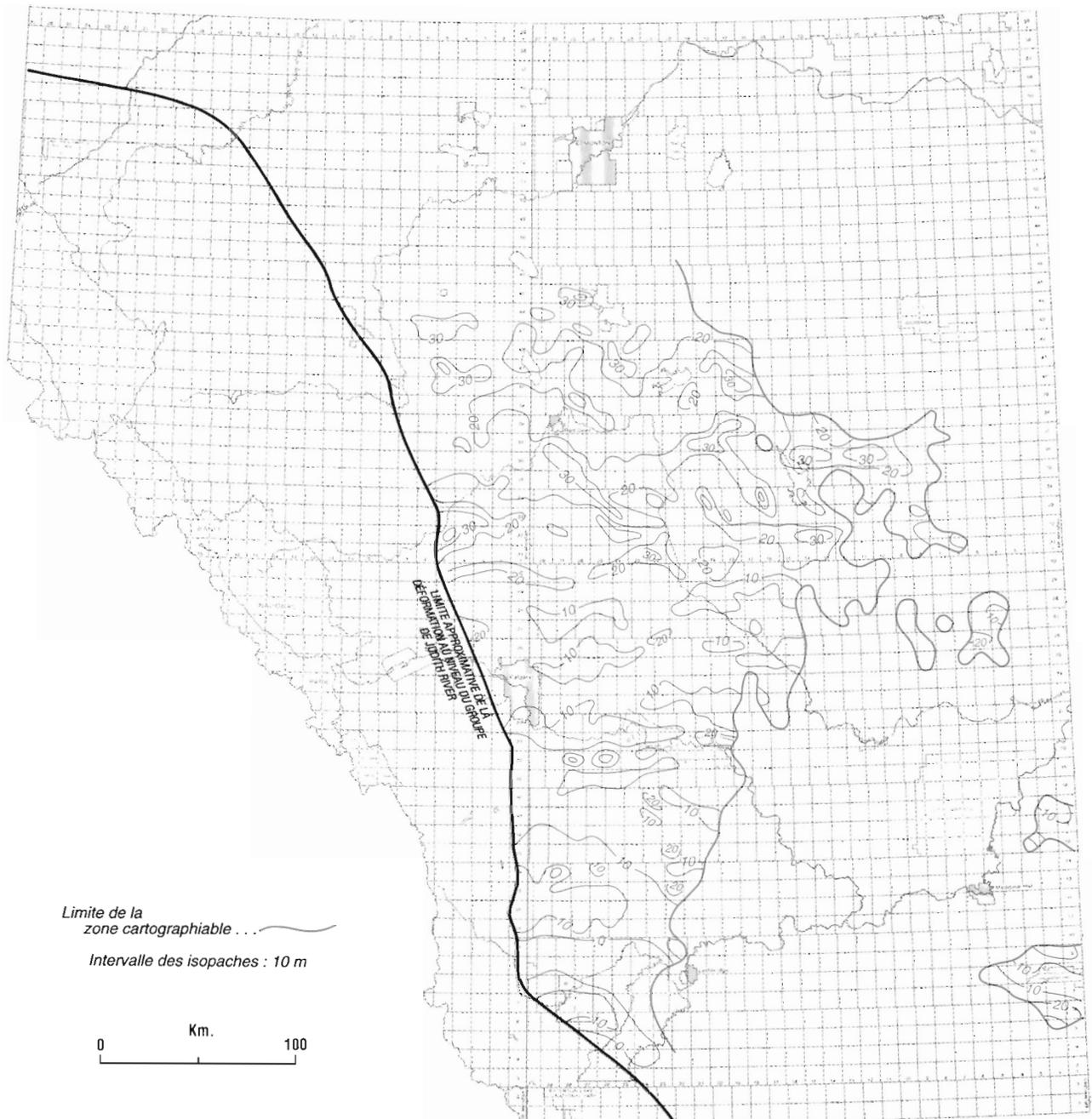


Figure 51. Carte de la zone gazéifère formée des faciès de remplissage de vallée de la Formation de Dinosaur Park. Les isopaches des unités de grès purs sont représentées sur la carte.

cette unité stratigraphique et la zone qu'elle constitue comme une cible bien définie.

### Géologie

La Formation d'Oldman, reconnue par Dowling (1917) et nommée par Russell et Landes (1940), surmonte la Formation de Foremost dans le sud de l'Alberta. Eberth et Hamblin (1993) ont redéfini la Formation d'Oldman et établi que la Formation de Dinosaur Park constituait l'unité supérieure du prisme de roches clastiques. La Formation de Dinosaur Park affleure sur une grande étendue dans le parc provincial Dinosaur et le long des rivières Red Deer et Saskatchewan Sud dans l'est de l'Alberta (cantons 12 à 23, rangs 1W4 à 15W4). La base de la formation correspond à une surface de discontinuité régionale qui témoigne d'une activité érosive par endroits. La formation est caractérisée par d'épais corps de remplissage de chenaux superposés, formés de grès moyens à grossiers et séparés par des siltstones qui se sont déposés entre les chenaux (Eberth et Hamblin, 1993). Ces dépôts de chenaux témoignent d'un écoulement dirigé vers l'est ou le sud-est et ils se seraient déposés dans un milieu soumis à l'influence des marées (Eberth, 1990).

La Formation de Dinosaur Park s'étend à une vaste région du sud de l'Alberta (cantons 10 à 60, rangs 1W4 à 25W5). Elle renferme une succession de grès purs dont l'épaisseur peut atteindre 40 m et qui s'amincit en direction du sud jusqu'à disparaître dans le canton 10. L'unité renferme des réserves modérées de gaz réparties dans de petits gisements. Les dépôts à grain fin interstratifiés et les shales épais sus-jacents de la Formation de Bearpaw assurent l'étanchéité verticale des gisements contenus dans les grès de chenaux, créant par le fait même de nombreux pièges stratigraphiques. Les hydrocarbures pourraient provenir des shales de la Formation de Bearpaw adjacents ou des charbons sous-jacents ou sus-jacents.

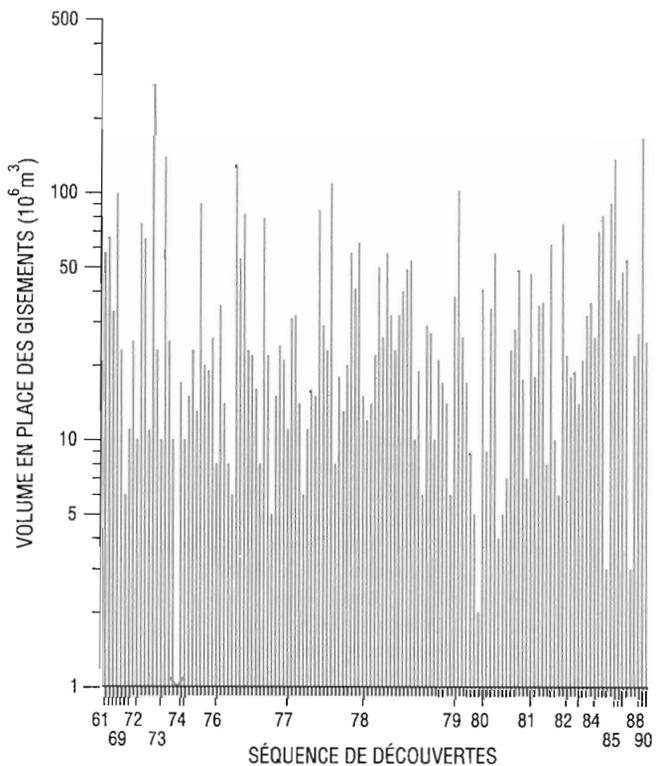
### Historique de l'exploration

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré en 1961 (fig. 52). Un grand nombre des gisements de gaz découverts jusqu'à ce jour sont concentrés dans les champs de Herronton, de Swalwell, de Huxley et de Bashaw dans le centre sud de l'Alberta. Le plus grand gisement découvert (champ de Carbon, gisement de Belly River C) est caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $274 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 278 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de

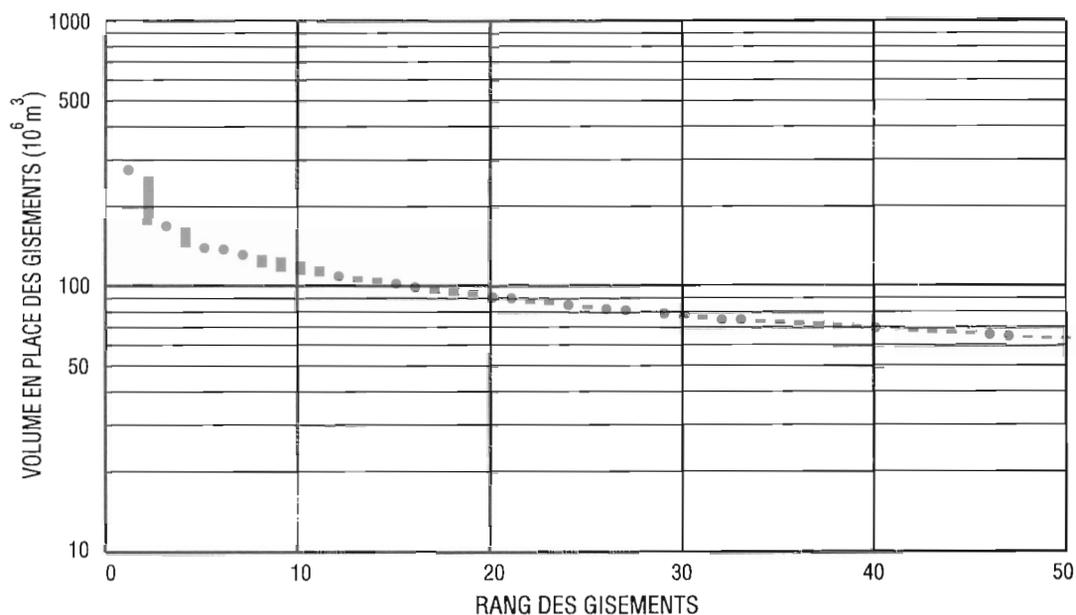
3,4 m, une porosité de 25,2 pour cent et ils se trouvent à une profondeur moyenne de 503 m. Au total, 137 gisements ont été découverts dans cette zone dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $4\,686 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 11), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place par gisement de  $34 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

### Potentiel de la zone gazéifère

D'après les estimations du potentiel prévu de cette zone, le volume de gaz en place s'élève à  $25\,283 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 84 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 11). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 2 000 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $197 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 53). La zone se classe au septième rang quant aux ressources découvertes, mais au premier rang quant au potentiel prévu et au deuxième rang quant au potentiel probable (tableaux 15, 16, 17). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de petits gisements dans le centre de l'Alberta.



**Figure 52.** Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès de remplissage de vallée de la Formation de Dinosaur Park.



**Figure 53.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès de remplissage de vallée de la Formation de Dinosaur Park. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 11**

**Présentation des 20 plus grands gisements découverts dans la zone gazéifère formée des faciès de remplissage de vallée de la formation de Dinosaur Park et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement                 | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|--------------------------------|------------------|--|--------------------|
| 1  | Carbon, Belly River C          | NA               | 274  | 73/07/29           |
| 3  | Provost, Belly River X         | NA               | 168  | 89/11/23           |
| 5  | Barrhead, Belly River          | NA               | 139  | 74/03/20           |
| 6  | Watelet, Belly River           | NA               | 137  | 85/10/20           |
| 7  | Leduc-Woodbend, Belly River    | NA               | 131  | 77/03/17           |
| 12   | Carvel, Belly River            | NA               | 109  | 78/08/02           |
| 15   | Farrow, Belly River B          | NA               | 102  | 80/01/24           |
| 16   | Provost, Belly River A         | NA               | 99   | 68/09/20           |
| 20   | Pembina, Belly River           | NA               | 91   | 85/09/29           |
| 21   | Swalwell, Belly River A        | NA               | 90   | 76/07/05           |
| 24   | Huxley, Belly River D          | NA               | 85   | 78/06/09           |
| 26   | Three Hills Creek, Belly River | NA               | 82   | 77/06/22           |
| 27   | Whitcourt, Belly River J       | NA               | 81   | 85/02/06           |
| 29   | Delia, Belly River             | NA               | 79   | 77/10/23           |
| 32   | Dorenlee, Belly River          | NA               | 75   | 82/11/28           |
| 33   | Herronton, Belly River C       | NA               | 75   | 73/05/20           |
| 40   | Pembina, Belly River           | NA               | 70   | 85/01/16           |
| 46   | Ardenode, Belly River          | NA               | 66   | 64/10/12           |
| 47   | Herronton, Belly River K       | NA               | 65   | 73/05/20           |
| 51   | Hussar, Belly River M          | NA               | 63   | 78/12/01           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                                |                  | 4 686  |                    |
| Volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                                |                  | 25 283   |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                                |                  | 84   |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                                |                  | 137  |                    |
| Population totale de gisements   |                                |                  | 2 000  |                    |

NA, gaz non associé

## Zones gazéifères du Groupe d'Edmonton

### Groupe d'Edmonton, faciès littoraux

#### Définition de la zone gazéifère

Cette zone bien explorée englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès infralittoraux et littoraux de la partie inférieure du Groupe d'Edmonton (partie inférieure de la Formation de Horseshoe Canyon). Elle s'étend à une grande région du centre ouest et du nord-ouest de l'Alberta. Ses limites sont définies à l'ouest et au sud-ouest par la limite de la déformation cordillérienne et au nord et à l'est par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 54).

## Géologie

Le prisme de roches clastiques de milieux fluviodeltaïques du Groupe d'Edmonton, de la Formation de St. Mary River et de la Formation d'Eastend (Maastrichtien moyen et tardif) est une séquence formée d'une interdigitation complexe de strates déposées dans des milieux marins aux eaux douces à saumâtres et des milieux non marins, qui s'épaissit rapidement vers l'ouest (Gibson, 1977; Elliot, 1960). Le prisme de roches clastiques surmonte les shales marins de la Formation de Bearpaw, avec lesquels il est également interdigité, et est surmonté en discordance du prisme de roches clastiques de la Formation de Scollard. D'une épaisseur de 500 m dans le sud des Foothills, l'ensemble du prisme de roches clastiques



Figure 54. Carte de la zone gazéifère formée des faciès littoraux du Groupe d'Edmonton. Les points indiquent la position des puits de découverte de chacun des gisements à l'intérieur de la zone.

s'amincit vers l'est (Williams et Dyer, 1930; Glass, 1990), atteignant 250 m le long de la rivière Red Deer (Allan et Sanderson, 1945; Ower, 1960) et quelque 36 m dans les collines Cypress (Furnival, 1950). La portion inférieure (partie inférieure des formations de Horseshoe Canyon, de Blood Reserve et d'Eastend) renferme une série de langues gréseuses se prolongeant vers l'intérieur du bassin dans les shales de la Formation de Bearpaw. Les strates se sont déposées des milieux de basse plaine deltaïque, d'estuaire et de littoral d'une côte entaillée de direction ouest-sud-ouest limitant une mer s'ouvrant au sud (Gibson, 1977; Rahmani, 1983).

Dans le sud-ouest de l'Alberta, la Formation de Blood Reserve se compose de grès uniformes à grain fin à moyen formant une séquence négative déposée dans un milieu littoral soumis à l'influence des marées au sein de laquelle peuvent être reconnus des faciès gréseux de passe de marée et de littoral qui auraient progressé vers l'est dans la partie sud de la Mer de Bearpaw (Young et Reinson, 1975; Nadon, 1988). Dans le centre de l'Alberta, la zone de transition entre les formations de Bearpaw et de Horseshoe Canyon renferme plusieurs langues de grès à granoclassement inverse de direction nord-est, formées de faciès de delta ou d'île barrière, et d'autres de direction nord-ouest, formées de faciès de passe de marée (Shepherd et Hills, 1970; Rahmani, 1983). Dans les collines Cypress, la Formation d'Eastend (équivalent de la Formation de Horseshoe Canyon) constitue un faciès littoral de transition assurant le passage à la Formation de Bearpaw sous-jacente. Elle se compose d'unités de grès fins à moyens à granoclassement inverse, avec quelques couches de siltstone et de charbon interstratifiées vers le sommet (Russell et Landes, 1940; Furnival, 1950).

Les dépôts littoraux de la partie inférieure de la Formation de Horseshoe Canyon s'étendent en subsurface, à peu près entre les cantons 5 à 55, rang 15W4, et la zone de déformation cordillérienne à l'ouest. De faibles réserves de gaz sont contenues dans un nombre restreint de petits gisements. Les dépôts à grain fin non marins sus-jacents et les minces langues de shales marins qui séparent les langues de grès littoraux assurent l'étanchéité verticale des gisements; en amont-pendage, à l'est ou au sud-est, la terminaison en biseau des unités de grès purs pourrait être à l'origine de pièges stratigraphiques. Les hydrocarbures pourraient provenir des shales marins sous-jacents de la Formation de Bearpaw ou des strates houillères de milieu non marin adjacentes.

### Historique de l'exploration

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré dans le champ de Sylvan Lake

en 1960 (fig. 55; tableau 12). Les gisements de gaz découverts jusqu'à ce jour sont concentrés dans les champs de Leo, de Bashaw et de Pembina. Le plus grand gisement découvert (champ de Bashaw, gisement d'Edmonton n° 1) est caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $862 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 1 146 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de 3,3 m, une porosité de 23,8 pour cent et ils se trouvent à une profondeur moyenne de 446 m. Au total, 18 gisements ont été découverts dans cette zone dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $1\,237 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 12), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place de  $72 \times 10^6 \text{ m}^3$  par gisement.

### Potentiel de la zone gazéifère

D'après les estimations du potentiel prévu de la zone, le volume de gaz en place s'élève à  $9\,714 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 89 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 12). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 580 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $324 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 56). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de petits gisements dans le centre ouest de l'Alberta.

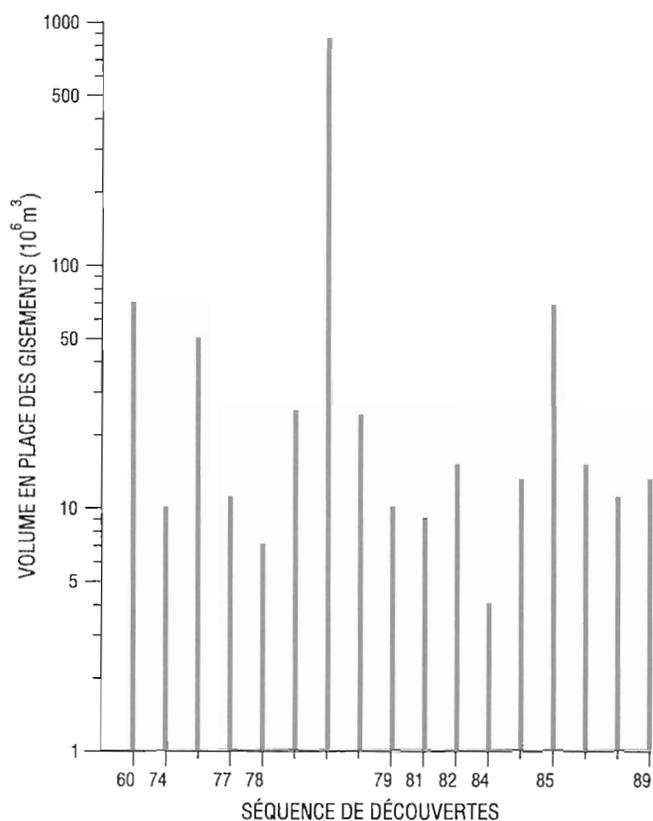
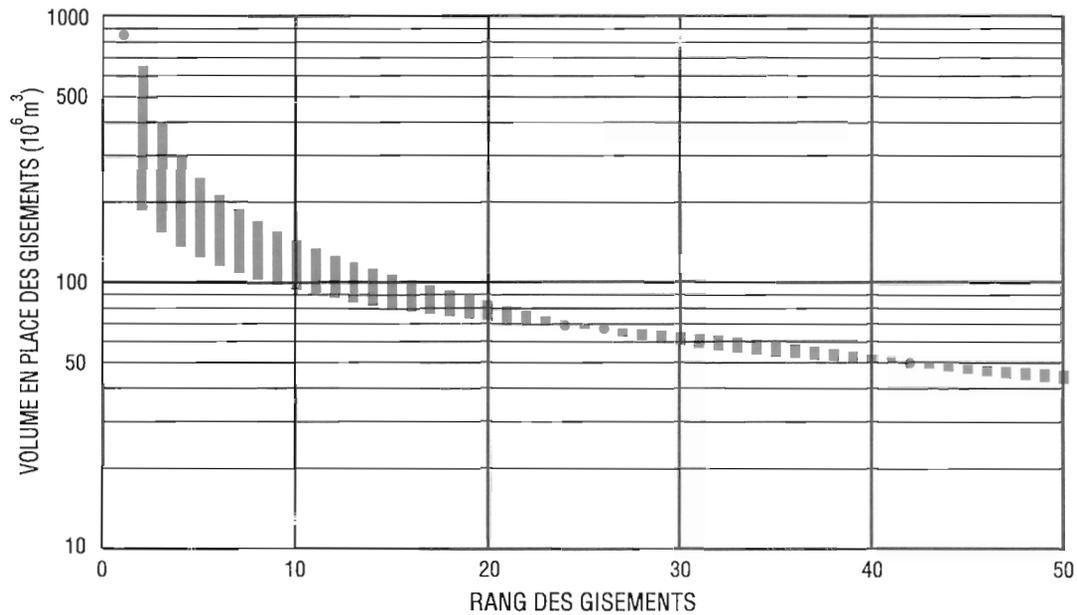


Figure 55. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du Groupe d'Edmonton.



**Figure 56.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux du Groupe de d'Edmonton. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 12**

**Présentation des gisements découverts dans la zone gazéifère formée des faciès littoraux de Groupe d'Edmonton et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement        | Type de gisement | Voiume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|-----------------------|------------------|--|--------------------|
| 1  | Edmonton Pool n° 1    | NA               | 862  | 79/10/26           |
| 24   | Sylvan Lake, Edmonton | NA               | 70   | 60/12/01           |
| 26   | Link, Edmonton B      | NA               | 68   | 85/11/29           |
| 42   | Pembina, Edmonton     | NA               | 50   | 77/08/26           |
| 109  | Pembina, Edmonton     | NA               | 25   | 79/03/01           |
| 114  | McLeon, Edmonton      | NA               | 24   | 79/12/02           |
| 185  | Michichi, Edmonton    | NA               | 15   | 89/06/01           |
| 186  | Pembina, Edmonton     | NA               | 15   | 82/11/15           |
| 210  | Fenn West, Edmonton   | NA               | 13   | 89/10/06           |
| 211  | Link, Edmonton A      | NA               | 13   | 85/09/13           |
| 241  | Michichi, Edmonton    | NA               | 11   | 77/12/11           |
| 242  | Michichi, Edmonton    | NA               | 11   | 89/07/31           |
| 259  | Farrow, Edmonton      | NA               | 10   | 74/08/05           |
| 260  | Leo, Edmonton         | NA               | 10   | 79/12/07           |
| 280  | Cessford, Edmonton A  | NA               | 9  | 81/01/02           |
| 327  | Coral, Edmonton       | NA               | 7  | 78/03/05           |
| 426  | Farrell, Edmonton     | NA               | 4  | 84/08/25           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                       |                  | 1 237  |                    |
| Volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                       |                  | 9 714  |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                       |                  | 89   |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                       |                  | 18   |                    |
| Population totale de gisements   |                       |                  | 580  |                    |

NA, gaz non associé

## Groupe d'Edmonton, faciès fluviales

### Définition de la zone gazéifère

Cette zone bien explorée et prouvée englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès de chenaux fluviaux des parties intermédiaire et supérieure de la Formation de Horseshoe Canyon du Groupe d'Edmonton. Elle s'étend à une grande région du centre ouest de l'Alberta. Ses limites sont définies à l'ouest et au sud-ouest par la limite de la déformation cordillérienne, au nord et à l'est par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 57).

## Géologie

La plus grande partie de la Formation de Horseshoe Canyon dans le centre de l'Alberta et la Formation de St. Mary River dans le sud-ouest de l'Alberta se sont déposées dans un milieu de haute plaine deltaïque, derrière les dépôts littoraux de la portion inférieure du prisme de roches clastiques du Groupe d'Edmonton (Gibson, 1977). Les strates sont constituées d'épais grès de chenaux fluviaux, interstratifiés de mudstones de faciès de débordement et de charbon.



**Figure 57.** Carte de la zone gazéifère formée des faciès fluviales du Groupe d'Edmonton. Les points indiquent la position des puits de découverte de chacun des gisements à l'intérieur de la zone.

La Formation de St. Mary River du sud-ouest de l'Alberta se compose d'unités pouvant atteindre jusqu'à 4,5 m d'épaisseur de grès de chenaux fluviaux qui montrent un grain fin à moyen et un granoclassement normal, ainsi que de minces couches de grès fins à moyens et de couches de siltstone, de calcaire et de caliche de faciès de débordement traversés par des racines (Nadon, 1988). Dans le centre ouest de l'Alberta, les parties intermédiaire et supérieure de la Formation de Horseshoe Canyon se composent surtout d'une interstratification de mudstones, d'épais grès de chenaux et de nombreuses couches de charbon (Ower, 1960). Dans la partie supérieure, la mince langue de Sédiments marins de Drumheller et les unités distinctes sus-jacentes de mudstones verts (Allan et Sanderson, 1945; Gibson, 1977) montrent de faibles possibilités de constituer des faciès réservoirs, mais ils sont surmontés d'une épaisse succession de grès de chenaux et de charbon qui forme la partie sommitale de la Formation de Horseshoe Canyon (Nurkowski et Rahmani, 1984). Dans la plus grande partie du sud de l'Alberta, ces dépôts sont nappés des grès argileux de la Formation de Whitemud et des mudstones bentonitiques de la Formation de Battle (Irish, 1970).

Les dépôts fluviaux des parties intermédiaire et supérieure de la Formation de Horseshoe Canyon apparaissent en subsurface dans tout l'ouest de l'Alberta, des cantons 10 à 60, rang 23W4, à la zone déformée de la Cordillère à l'ouest. De petites réserves de gaz sont contenues dans quelques petits gisements. Les dépôts à grain fin sus-jacents et interstratifiés des formations de Horseshoe Canyon et de Battle assurent l'étanchéité verticale des gisements contenus dans les matériaux de remplissage des chenaux fluviaux, créant ainsi des pièges stratigraphiques. Les hydrocarbures pourraient provenir des shales marins sous-jacents de la Formation de Bearpaw ou des couches houillères de milieu non marin interstratifiées.

### Historique de l'exploration

Le puits de découverte du premier gisement dans cette zone gazéifère a été foré dans le champ de Bigoray en 1958 (fig. 58; tableau 13). Les gisements de gaz découverts jusqu'à ce jour sont dispersés dans tout le centre de l'Alberta. Le plus grand gisement découvert (Pembina) est caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $128 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements affichent en moyenne une superficie de 203 ha, un intervalle productif net d'une épaisseur de 5,5 m, une porosité de

24,8 pour cent et ils se trouvent à une profondeur moyenne de 525 m. Au total, 17 gisements ont été découverts dans cette zone, dont le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $532 \times 10^6 \text{ m}^3$  (tableau 13), ce qui se traduit par un volume moyen de gaz en place par gisement de  $31 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

### Potentiel de la zone gazéifère

D'après les estimations du potentiel prévu de la zone, le volume de gaz en place s'élève à  $5\,834 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui représente quelque 92 pour cent des ressources totales de la zone (tableau 13). Cette estimation repose sur la supposition d'une population totale de 600 gisements dans laquelle le plus grand gisement non découvert contiendrait un volume de gaz en place de  $335 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 59). Le potentiel gazier de cette zone est le plus susceptible d'être mis au jour au sein de petits gisements dans les plaines du centre ouest de l'Alberta.

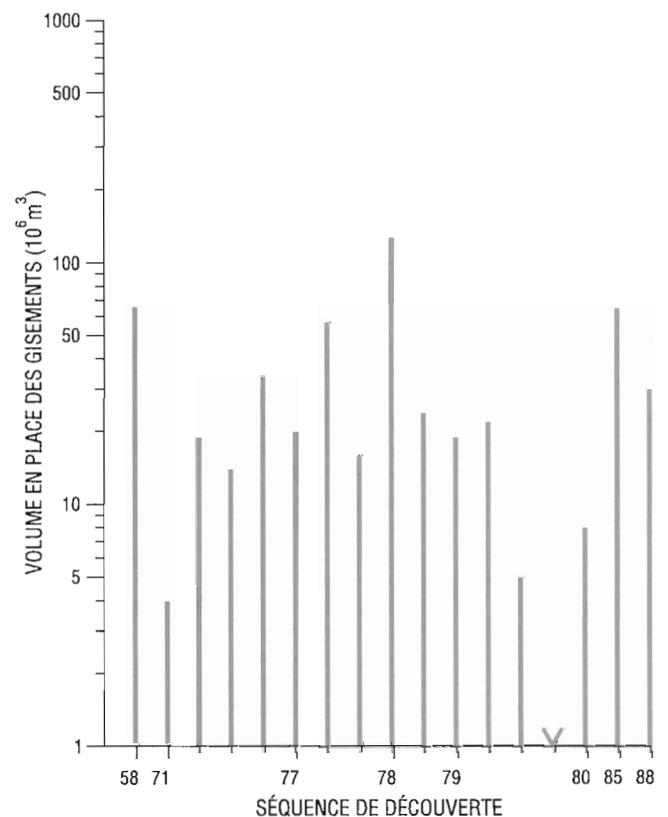
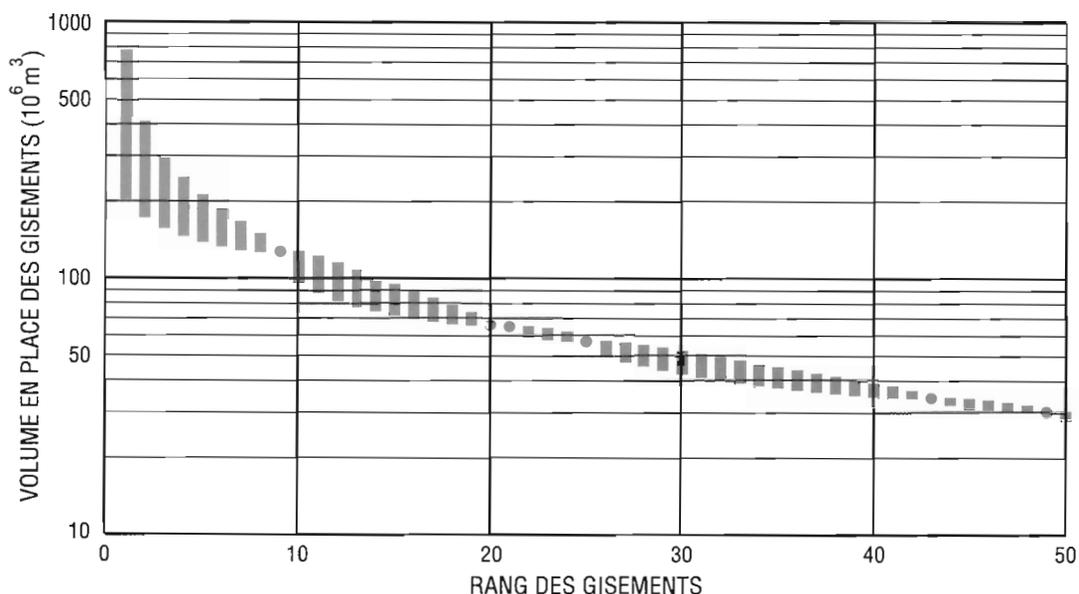


Figure 58. Séquence de découverte des gisements dans la zone gazéifère formée des faciès fluviaux du Groupe d'Edmonton.



**Figure 59.** Volume des gisements en fonction de leur rang dans la zone gazéifère formée des faciès fluviaux du Groupe d'Edmonton. Le diagramme montre les 50 plus grands gisements (découverts et non découverts) de la zone.

**Tableau 13**

**Présentation des gisements découverts dans la zone gazéifère formée des faciès fluviaux du Groupe d'Edmonton et résumé des données sur les ressources de la zone**

| Rang du gisement   | Champ/Gisement               | Type de gisement | Volume de gaz en place découvert (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Date de découverte |
|--|------------------------------|------------------|--|--------------------|
| 9  | Pembina, Edmonton            | NA               | 128  | 78/11/08           |
| 20   | Bigoray, Paskapoo            | NA               | 66   | 58/11/13           |
| 21   | Ferrier, Edmonton            | NA               | 65   | 85/10/13           |
| 25   | Minnehik-Buck Lake, Edmonton | NA               | 57   | 78/01/22           |
| 43   | Davey, Edmonton              | NA               | 34   | 77/08/03           |
| 49   | Pembina, Edmonton            | NA               | 30   | 88/02/20           |
| 60   | Ferrybank, Edmonton          | NA               | 24   | 79/11/01           |
| 65   | Chickadee, Edmonton          | NA               | 22   | 80/04/23           |
| 71   | Leaman, Edmonton             | NA               | 20   | 77/08/27           |
| 73   | Minnehik-Buck Lake, Edmonton | NA               | 19   | 79/12/28           |
| 74   | Morkill, Edmonton            | NA               | 19   | 77/01/01           |
| 86   | Bigoray, Edmonton            | NA               | 16   | 78/03/02           |
| 96   | Ferrybank, Edmonton          | NA               | 14   | 77/07/03           |
| 146  | Pembina, Edmonton            | NA               | 8  | 80/10/02           |
| 197  | Morningside, Edmonton        | NA               | 5  | 80/08/13           |
| 224  | Bigoray, Paskapoo A          | NA               | 4  | 71/05/28           |
| 397  | Chickadee, Edmonton A        | NA               | 1  | 80/10/02           |
| Volume initial de gaz en place (découvert) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                              |                  | 532  |                    |
| Volume initial de gaz en place (potentiel) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) |                              |                  | 5 834  |                    |
| Pourcentage des ressources de la zone non découvertes                        |                              |                  | 92   |                    |
| Nombre total de gisements découverts   |                              |                  | 17   |                    |
| Population totale de gisements   |                              |                  | 600  |                    |

NA, gaz non associé

## Zone gazéifère de la Formation de Scollard

### Formation de Scollard, Grès basal

#### Définition de la zone gazéifère

Cette zone prouvée, mais sommairement explorée, englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères contenus dans les grès de chenaux fluviaux de la partie inférieure de la Formation de Scollard. La zone gazéifère s'étend à une grande région de l'ouest de l'Alberta, le long du synclinal de l'Alberta. Ses limites sont définies au nord, à l'est et au sud par la bande d'affleurement de l'unité, et à l'ouest et au sud-ouest

par la limite de la déformation cordillérienne (fig. 60). La zone a été très sommairement explorée et est essentiellement une zone théorique ou possible.

#### Géologie

Les formations de Scollard, de Coalspur et de Willow (Maastrichtien-Paléocène) des Plaines intérieures font partie d'un épais prisme de roches clastiques de milieux fluviaux s'amincissant vers l'est, qui s'étendait initialement du front de la déformation cordillérienne du Crétacé tardif-Paléocène précoce dans l'ouest de l'Alberta jusqu'au Manitoba, le long de la marge



**Figure 60.** Carte de la zone gazéifère formée du Grès basal de la Formation de Scollard. Le point indique la position du puits de découverte du seul gisement de la zone.

occidentale d'une mer intérieure (Taylor et al., 1964). La base et le sommet du prisme correspondent probablement à des surfaces de disconformité (Dawson, 1990; Glass, 1990; Lerbekmo et al., 1990) avec un biseautage par érosion des unités sous-jacentes à l'est. La portion inférieure du prisme, sous la limite Crétacé-Tertiaire, est formée en prédominance de dépôts gréseux, tandis que la partie supérieure, au-dessus de la limite, est à prédominance de mudstones et de charbon interstratifiés, et elle renferme le shale marin de Cannonball au Manitoba (Sweet, 1990).

Dans le sud des Foothills, la Formation de Willow Creek (épaisseur atteignant 1 000 m) est essentiellement constituée d'une interstratification de mudstones et de grès grossiers en couches épaisses, accompagnés d'un peu de conglomérats (Russell et Landes, 1940; Douglas, 1950). Dans le centre des Foothills, la partie inférieure de la Formation de Coalspur (épaisseur de quelque 250 m) renferme à la base le Conglomérat d'Entrance et se compose d'épaisses couches grès de chenaux fluviaux à grain fin à grossier montrant des contacts inférieurs très nets (Jerzykiewicz et McLean, 1980), tandis que la partie supérieure de la formation (environ 200 m d'épaisseur) est constituée en prédominance de mudstones de plaine d'inondation et de minces couches de charbon (Jerzykiewicz, 1985).

Dans le centre ouest de l'Alberta, la Formation de Scollard s'amincit rapidement, passant de 400 m à l'ouest à moins de 100 m d'épaisseur dans la bande

d'affleurement située le long de la rivière Red Deer (Membre E de la Formation d'Edmonton d'Ower, 1960; Richardson et al., 1988). La moitié inférieure, sous la limite Crétacé-Tertiaire, est constituée surtout de grès de chenaux fluviaux en couches épaisses à base érodée se superposant sur des épaisseurs qui peuvent atteindre 8,5 m et d'un peu de mudstones (Gibson, 1977; Jerzykiewicz et Sweet, 1988). Les grès sont à grain fin à grossier, bien triés et présentent une stratification oblique en auge (Gibson, 1977). D'après Sternberg (1947), ils constitueraient un excellent aquifère (réservoir). La moitié supérieure est composée surtout de mudstones bentonitiques de faciès de plaine d'inondation et de charbon (Jerzykiewicz et Sweet, 1988). Les quelques données sur les paléocourants recueillies dans la partie inférieure gréseuse indiquent un écoulement dirigé vers le nord-est (Jerzykiewicz et Labonte, 1991).

La Formation de Scollard apparaît en subsurface dans le centre ouest de l'Alberta, dans le secteur des cantons 10 à 60, rang 25W4, jusqu'à la zone déformée de la Cordillère à l'ouest. Les dépôts à grain fin non marins, sus-jacents et interstratifiés, assurent l'étanchéité verticale des gisements contenus dans les chenaux fluviaux, créant ainsi des pièges stratigraphiques. Les hydrocarbures pourraient provenir des charbons de la Formation de Horseshoe Canyon sous-jacente ou des couches houillères sus-jacentes de milieu non marin de la partie supérieure de la Formation de Scollard.

## Historique de l'exploration

La seule découverte faite jusqu'à ce jour dans cette zone gazéifère est associée au puits 11-1-44-8W5 (fig. 60) à Willisden Green, qui a permis de définir un gisement caractérisé par un volume initial de gaz en place de  $29 \times 10^6 \text{ m}^3$  et un intervalle productif net d'une épaisseur de 5 m. Le volume total de gaz en place découvert s'élève à  $29 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

## Potentiel de la zone gazéifère

Les estimations du potentiel de cette zone très sommairement explorée sont impossibles à établir à cause de l'insuffisance des données disponibles pour l'instant.

## Résultats

Le volume de gaz découvert et le potentiel prévu pour les 12 zones bien explorées et la zone sommairement explorée (aucune analyse en cours pour la zone de la Formation de Scollard) sont indiquées au tableau 14. Le volume initial total des 14 zones prouvées s'élève à  $556\,280 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $19,8 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) de gaz en place découvert avec un potentiel prévu de  $130\,448 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $4,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) additionnels. Le potentiel total des zones prouvées est de  $175\,858 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $6,2 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ), valeur plus théorique puisqu'il s'agit d'une probabilité conditionnelle basée sur le total des ressources découvertes.

Tableau 14

Volume de gaz en place découvert, potentiel prévu et potentiel probable  
( $\times 10^6 \text{ m}^3$ ) des zones gazéifères bien explorées dans la succession  
postérieure au Groupe de Colorado

| Zone gazéifère                                 | Volume découvert                                  | Potentiel prévu                                  | Potentiel probable                               | Gisements découverts/prévus |
|--|---|--|--|-----------------------------|
| <b>Formation de Scollard</b>                   |   |  |  |                             |
| Grès basal*                                    | 29  | non analysé                                      |  | 1/?                         |
| <b>Groupe d'Edmonton</b>                       |   |  |  |                             |
| Faciès fluviatiles                             | 532   | 5 834  | 5 834  | 17/600                      |
| Faciès littoraux                               | 1 237   | 9 714  | 10 070   | 18/580                      |
| <b>Groupe de Belly River</b>                   |   |  |  |                             |
| F. de Dinosaur Park                            | 4 686   | 25 283   | 26 502   | 137/2 000                   |
| F. d'Oldman, faciès fluviatiles                | 3 179   | 15 691   | 15 691   | 43/1 000                    |
| F. de Foremost, faciès fluviatiles             | 23 252  | 18 547   | 22 812   | 452/1 280                   |
| <b>Formation de Foremost, faciès littoraux</b> |   |  |  |                             |
| Cycle 1*                                       | 116   | 3 605  | 7 390  | 1/?                         |
| Cycle 2  | 19 997  | 7 404  | 15 267   | 104/280                     |
| Cycle 3  | 12 295  | 6 615  | 14 180   | 46/360                      |
| Cycle 4  | 21 513  | 17 733   | 27 484   | 229/600                     |
| Cycle 5  | 6 147   | 5 088  | 7 114  | 141/320                     |
| Cycle 6  | 4 281   | 3 406  | 6 109  | 90/380                      |
| Cycle 7  | 3 552   | 6 666  | 11 543   | 46/280                      |
| Total (7 cycles)                               | 67 901  | 50 517   | 89 087   | 707/22 204                  |
| <b>Medicine Hat/Milk River</b>                 | 455 493   | 4 862  | 4 862  | 25/600                      |
| <b>Total</b>                                   | 556 280<br>( $19,8 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) | 130 448<br>( $4,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) | 175 858<br>( $6,2 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) | 1400/82 804                 |

\*Zones sommairement explorées

## **ZONE POSSIBLE : DÉFINITION GÉOLOGIQUE**

### **Zone gazéifère de la Formation de Paskapoo**

#### *Formation de Paskapoo, Grès basal*

#### *Définition de la zone gazéifère*

Cette zone possible englobe tous les gisements et sites d'intérêt gazéifères potentiels contenus dans les grès de chenaux fluviaux de la partie inférieure de la Formation de Paskapoo. La zone gazéifère s'étend à une grande région de l'ouest de l'Alberta, le long de

l'axe du synclinal de l'Alberta. Ses limites sont définies à l'ouest et au sud-ouest par la limite de la déformation cordillérienne et au nord, à l'est et au sud par la bande d'affleurement de l'unité (fig. 61). La partie supérieure de la formation est exposée un peu partout dans l'ouest de l'Alberta.

#### *Géologie*

Les formations de Paskapoo et de Porcupine Hills (Paléocène) des Plaines intérieures font partie d'un épais prisme très étendu de strates fluviales s'amincissant vers l'est, qui s'étendait initialement du



**Figure 61.** Carte de la zone gazéifère formée du Grès basal de la Formation de Paskapoo.

front de la déformation cordillérienne du Crétacé tardif-Paléocène précoce dans l'ouest de l'Alberta jusqu'au Manitoba, le long de la marge occidentale d'une mer intérieure (Taylor et al., 1964). Les affleurements de l'unité ne constituent que la partie préservée d'une couverture originalement continue dont l'épaisseur atteignait 1 750 m dans le sud-ouest de l'Alberta et qui s'amincissait jusqu'à une épaisseur de 90 m au Manitoba (Taylor et al., 1964). La base du prisme est probablement une surface de disconformité (Lerbekmo et al., 1990) marquée par un faible biseautage par érosion des unités sous-jacentes à l'est.

La partie inférieure de la Formation de Paskapoo est caractérisée par d'épais dépôts de chenaux limités à leur base par des surfaces d'érosion, qui sont constitués de grès calcareux à grain moyen à grossier bien triés et qui renferment quelques lentilles de conglomérats et de minces interstrates de mudstones (Williams et Dyer, 1930; Allan et Sanderson, 1945). Les matériaux de remplissage des chenaux se composent en général de plusieurs unités superposées. L'épaisseur de ces matériaux peut atteindre au total 5 à 10 m et ils s'amincissent latéralement jusqu'à disparaître sur des distances de quelque 100 à 150 m. En général, les grès présentent un grain fin, sont bien triés et montrent une stratification oblique uniforme ou en auge. Les données sur les paléocourants indiquent une dispersion vers le nord-est (Jerzykiewicz et Labonte, 1991). Meyboom (1960) a rapporté une porosité moyenne de 7 pour cent pour les grès de la Formation de Paskapoo et une bonne perméabilité.

La Formation de Paskapoo, qui montre une forte épaisseur, affleure un peu partout dans le centre ouest de l'Alberta; les épaisses unités de grès inférieures sont présentes en subsurface entre les cantons 25 à 55, à l'ouest du cinquième méridien, et la zone déformée de la Cordillère. Les dépôts à grain fin sus-jacents de milieu non marin, formés de siltstones verdâtres dans lesquels se sont développés des paléosols et qui renferment un peu de grès à grain très fins silteux interstratifiés, pourraient assurer l'étanchéité verticale des gisements potentiels contenus dans les chenaux fluviaux, créant ainsi des pièges stratigraphiques. Les hydrocarbures pourraient provenir des strates houillères sous-jacentes de la Formation de Scollard.

### *Historique de l'exploration*

Aucune découverte n'a été faite dans cette zone possible, même si quelques indices de faible importance (fuites locales de gaz) révèlent la présence de gaz, même en surface.

### *Potentiel de la zone gazéifère*

Les estimations du potentiel de cette zone sont impossibles à établir à cause de l'insuffisance des données disponibles pour l'instant.

### **Analyse de la zone gazéifère possible**

L'hypothèse de l'existence d'au moins une zone gazéifère nouvelle d'après l'analyse géologique est raisonnable étant donné la brève période au cours de laquelle des efforts d'exploration concertés ont été mis en oeuvre afin d'évaluer le potentiel de la succession du Crétacé sommital postérieure au Groupe de Colorado, et en raison de la vaste étendue et de l'importante épaisseur stratigraphique de cette succession dans les Plaines intérieures. La position géologique et géographique des ressources gazières au sein de cette zone possible demeure naturellement très spéculative par rapport à celle qui peut être obtenue des zones bien explorées. Toutefois, la possibilité qu'il existe d'autres zones théoriques est faible car les définitions des zones bien explorées sont suffisamment larges pour inclure la plupart des occurrences d'hydrocarbures dont l'existence peut être déduite de concepts géologiques.

### **DISCUSSION DES RÉSULTATS**

L'évaluation quantitative des 12 zones gazéifères bien explorées et de la zone gazéifère sommairement explorée a été réalisée au moyen du modèle de processus de découverte, une méthode qui fait appel au volume et à la séquence de découverte des gisements individuels et des zones gazéifères qui appartiennent à une population géologique naturelle de gisements et de zones gazéifères. Une analyse géologique des zones bien explorées et prouvées est nécessaire afin de délimiter le type et l'étendue de la population de gisements de chaque zone gazéifère. L'analyse d'une zone sommairement explorée (Formation de Foremost [«Belly River basal»], cycle 1, faciès littoraux) s'est appuyée sur les résultats de l'évaluation quantitative de six zones bien explorées apparentées (Formation de Foremost [«Belly River basal»], cycles 2 à 7, faciès littoraux). Il n'a pas été possible de réaliser une évaluation quantitative dans le cas d'une autre zone sommairement explorée et d'une zone possible ou théorique. Le potentiel prévu quant au volume de gaz en place des 12 zones bien explorées et des 2 zones sommairement explorées s'élève à  $130\,448 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $4,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ).

## Zones gazifères bien explorées

Les zones bien explorées sont classées selon le volume de gaz en place découvert, le potentiel prévu, le potentiel probable, le pourcentage des ressources totales prévues de la zone non découvertes et le volume du plus grand gisement non découvert (tableaux 15 à 19). Les comparaisons font ressortir des tendances qui pourraient s'avérer utiles dans la planification des stratégies d'exploration. Le potentiel prévu de cinq zones en particulier mérite des commentaires.

La zone contenant de loin les plus grandes ressources de gaz découvertes est celle formée des formations de Milk River et de Medicine Hat (tableau 15), parce qu'elle se trouve très proche de la surface et a été explorée sur une grande étendue pendant une longue période. Le potentiel prévu de cette zone très bien explorée est toutefois faible (tableaux 16, 17). Néanmoins, cette zone composite est très complexe, et les facteurs régissant les mécanismes de piégeage et la capacité de production sont encore mal compris. Si les réservoirs étaient mieux délimités, les sites de remplissage mieux localisés et les techniques de conditionnement des réservoirs améliorées, cette zone pourrait ultimement receler des ressources beaucoup plus importantes que ne laissent voir les prévisions faites dans la présente étude.

La zone formée des faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost («Belly River basal») se classe troisième quant au volume de gaz en place découvert, troisième quant au potentiel prévu, première quant au potentiel probable et deuxième quant au volume du plus grand gisement non découvert (tableaux 15, 16, 17, 19). Cette zone, dont 45 pour cent des ressources n'auraient pas encore été découvertes (tableau 18), est de toute évidence une zone très importante de la succession postérieure au Groupe de Colorado. La terminaison en biseau vers l'amont-pendage de l'épais faciès réservoir de ce cycle coïncide plus ou moins avec la position de la crête de l'arche de Sweetgrass et couvre une très grande étendue du sud-est de l'Alberta. La région la plus prometteuse se trouve dans les cantons 25 à 50, du rang 10W4 au cinquième méridien. La combinaison des effets peu marqués d'éléments structuraux à des pièges stratigraphique fait sans doute de cette zone la plus intéressante des zones du «Belly River basal» quant aux possibilités d'exploration.

La zone formée des faciès fluviaux de la Formation de Foremost se classe deuxième quant au volume de gaz en place découvert, deuxième quant au potentiel prévu, troisième quant au potentiel probable et troisième quant au volume du plus grand gisement non découvert (tableaux 15, 16, 17, 19). Cette zone, dont 44 pour cent des ressources n'auraient pas encore

été découvertes (tableau 18), renferme le plus grand nombre de gisements découverts jusqu'à maintenant et pourrait renfermer un grand nombre de gisements de petite à moyenne taille. Toutefois, nombre des gisements identifiés jusqu'à ce jour résultent de découvertes fortuites dans des puits visant à vérifier des cibles plus profondes et cette situation risque de se répéter dans l'avenir. Les modèles de prévision de l'emplacement et de la direction des corps gréseux de chenaux fluviaux dans le vaste prisme de strates à l'arrière (à l'ouest) des lignes de rivage définies au sein des lithologies de la Formation de Foremost en sont encore aux balbutiements.

La zone gazifère associée aux faciès fluviaux de la Formation d'Oldman se classe dixième quant au volume de gaz en place découvert, quatrième quant au potentiel prévu et quatrième quant au potentiel probable (tableaux 15, 16, 17). Cette zone, dont 83 pour cent des ressources n'auraient pas encore été découvertes (tableau 18), n'a en général pas été reconnue dans le passé et n'a pas fait l'objet d'efforts d'exploration concertés. Les travaux de Hamblin (1994a, b) indiquent que la zone couvre une vaste superficie et que les faciès réservoirs potentiels montrent des épaisseurs importantes qui se prêtent aux levés cartographiques. Toutefois, le volume prévu des gisements est faible, la distribution des gisements connus n'est pas clairement reliée aux axes de plus grande épaisseur des successions de grès purs, et les facteurs de contrôle de la productivité des réservoirs pourraient être complexes. Néanmoins, l'examen de cette zone cible additionnelle pourrait donner des résultats importants dans l'avenir.

Tableau 15

**Zones gazifères bien explorées dans la succession postérieure au Groupe de Colorado, classées selon le volume de gaz en place découvert (x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)**

| Rang         | Zone                                 | Volume de gaz en place  |
|--------------|--------------------------------------|---|
| 1            | Medicine Hat/Milk River              | 455 493   |
| 2            | Foremost, faciès fluviaux            | 23 252  |
| 3            | Foremost, cycle 4, faciès littoraux  | 21 513  |
| 4            | Foremost, cycle 2, faciès littoraux  | 19 997  |
| 5            | Foremost, cycle 3, faciès littoraux  | 12 295  |
| 6            | Foremost, cycle 5, faciès littoraux  | 6 147   |
| 7            | Dinosaur Park                        | 4 686   |
| 8            | Foremost, cycle 6, faciès littoraux  | 4 281   |
| 9            | Foremost, cycle 7, faciès littoraux  | 3 552   |
| 10           | Oldman, faciès fluviaux              | 3 179   |
| 11           | Edmonton, faciès littoraux           | 1 237   |
| 12           | Edmonton, faciès fluviaux            | 532   |
| 13           | Foremost, cycle 1, faciès littoraux* | 116   |
| <b>Total</b> |                                      | <b>556 304</b><br>(119,8 x 10 <sup>12</sup> pi <sup>3</sup> ) |

\* Zone sommairement explorée

Tableau 16

Zones gazéifères bien explorées dans la succession postérieure au Groupe de Colorado, classées selon le volume de gaz en place attribué au potentiel prévu ( $\times 10^6 \text{ m}^3$ )

| Rang         | Zone                                 | Volume de gaz en place                           |
|--------------|--------------------------------------|--|
| 1            | Dinosaur Park                        | 25 283   |
| 2            | Foremost, faciès fluviatiles         | 18 547   |
| 3            | Foremost, cycle 4, faciès littoraux  | 17 733   |
| 4            | Oldman, faciès fluviatiles           | 15 691   |
| 5            | Edmonton, faciès littoraux           | 9 714  |
| 6            | Foremost, cycle 2, faciès littoraux  | 7 404  |
| 7            | Foremost, cycle 7, faciès littoraux  | 6 666  |
| 8            | Foremost, cycle 3, faciès littoraux  | 6 615  |
| 9            | Edmonton, faciès fluviatiles         | 5 834  |
| 10           | Foremost, cycle 5, faciès littoraux  | 5 088  |
| 11           | Medicine Hat/Milk River              | 4 862  |
| 12           | Foremost, cycle 1, faciès littoraux* | 3 605  |
| 13           | Foremost, cycle 6, faciès littoraux  | 116  |
| <b>Total</b> |                                      | 130 448<br>( $4,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) |

\*Zone sommairement explorée

Tableau 17

Zones gazéifères bien explorées de la succession postérieure au Groupe de Colorado, classées selon le volume de gaz en place attribué au potentiel probable ( $\times 10^6 \text{ m}^3$ )

| Rang         | Zone                                 | Volume de gaz en place                           |
|--------------|--------------------------------------|--|
| 1            | Foremost, cycle 4, faciès littoraux  | 27 484   |
| 2            | Dinosaur Park                        | 26 502   |
| 3            | Foremost, faciès fluviatiles         | 22 812   |
| 4            | Oldman, faciès fluviatiles           | 15 691   |
| 5            | Foremost, cycle 2, faciès littoraux  | 15 267   |
| 6            | Foremost, cycle 3, faciès littoraux  | 14 180   |
| 7            | Foremost, cycle 7, faciès littoraux  | 11 543   |
| 8            | Edmonton, faciès littoraux           | 10 070   |
| 9            | Foremost, cycle 1, faciès littoraux* | 7 390  |
| 10           | Foremost, cycle 5, faciès littoraux  | 7 114  |
| 11           | Foremost, cycle 6, faciès littoraux  | 6 109  |
| 12           | Edmonton, faciès fluviatiles         | 5 834  |
| 13           | Medicine Hat/Milk River              | 4 862  |
| <b>Total</b> |                                      | 175 858<br>( $6,2 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) |

\*Zone sommairement explorée

Tableau 18

Zones gazéifères bien explorées de la succession postérieure au Groupe de Colorado, classées selon le pourcentage des ressources totales prévues de la zone non découvertes

| Rang | Zone                                 | % des ressources non découvertes |
|------|--------------------------------------|----------------------------------|
| 1    | Foremost, cycle 1, faciès littoraux* | 97                               |
| 2    | Edmonton, faciès fluviatiles         | 92                               |
| 3    | Edmonton, faciès littoraux           | 89                               |
| 4    | Dinosaur Park                        | 84                               |
| 5    | Oldman, faciès fluviatiles           | 83                               |
| 6    | Foremost, cycle 7, faciès littoraux  | 65                               |
| 7    | Foremost, cycle 4, faciès littoraux  | 45                               |
| 8    | Foremost, cycle 5, faciès littoraux  | 45                               |
| 9    | Foremost, faciès fluviatiles         | 44                               |
| 10   | Foremost, cycle 6, faciès littoraux  | 44                               |
| 11   | Foremost, cycle 3, faciès littoraux  | 35                               |
| 12   | Foremost, cycle 2, faciès littoraux  | 27                               |
| 13   | Medicine Hat/Milk River              | 1                                |

\*Zone sommairement explorée

Tableau 19

Zones gazéifères bien explorées dans la succession postérieure au Groupe de Colorado, classées selon le volume du plus grand gisement non découvert ( $\times 10^6 \text{ m}^3$ )

| Rang | Zone                                | Volume de gaz en place |
|------|-------------------------------------|------------------------|
| 1    | Foremost, cycle 2, faciès littoraux | 1 606                  |
| 2    | Foremost, cycle 4, faciès littoraux | 1 128                  |
| 3    | Foremost, faciès fluviatiles        | 882                    |
| 4    | Foremost, cycle 7, faciès littoraux | 789                    |
| 5    | Foremost, cycle 5, faciès littoraux | 365                    |
| 6    | Edmonton, faciès fluviatiles        | 335                    |
| 7    | Edmonton, faciès littoraux          | 324                    |
| 8    | Oldman, faciès fluviatiles          | 323                    |
| 9    | Foremost, cycle 3, faciès littoraux | 295                    |
| 10   | Medicine Hat/Milk River             | 200                    |
| 11   | Dinosaur Park                       | 197                    |
| 12   | Foremost, cycle 6, faciès littoraux | 189                    |

La zone gazéifère associée à la Formation de Dinosaur Park se classe septième quant au volume de gaz en place découvert et onzième quant au volume prévu des gisements, mais première quant au potentiel prévu et deuxième quant au potentiel probable (tableaux 16, 17). Cette zone renferme un nombre important de gisements connus, même si quelque 84 pour cent des ressources totales n'ont pas été encore découvertes (tableau 18). Elle n'a pas été reconnue comme d'un type important dans le passé et n'a pas fait l'objet d'efforts d'exploration concertés. Les travaux d'Eberth et Hamblin (1993) et de Hamblin (1994c, d) indiquent que la zone couvre une vaste superficie et que les faciès réservoirs potentiels montrent des épaisseurs importantes qui se prêtent aux levés cartographiques. Les gisements découverts sont en général associés à des successions de grès purs de 15 m et plus d'épaisseur, surtout dans la région des cantons 20 à 40, du rang 15W4 au cinquième méridien. La présente analyse indique que l'examen de cette zone nouvellement reconnue pourrait donner des résultats encourageants dans l'avenir.

La discussion qui précède indique que la zone associée aux faciès littoraux du cycle 4 de la Formation de Foremost et celle associée à la Formation de Dinosaur Park fournissent les cibles les plus intéressantes quant aux travaux d'exploration à être menés dans la succession postérieure au Groupe de Colorado.

### **Volumes totaux**

Le volume initial de gaz en place découvert dans les 12 zones bien explorées s'élève au total à  $554\,395 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $19,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ). La contribution à ce volume d'une zone sommairement explorée qui a pu être soumise à l'analyse quantitative est de  $1\,885 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $0,2 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ), ce qui donne un volume total pour les 14 zones prouvées de  $556\,280 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $19,8 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) réparti dans 1 400 gisements.

Le potentiel prévu et le potentiel probable des 14 zones prouvées sont de  $130\,448 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $4,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) et de  $175\,858 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $6,2 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) respectivement. Les valeurs prévues sont considérées plus réalistes car elles sont établies d'après le volume des gisements découverts. Le potentiel probable est calculé pour sa part en supposant que la distribution des ressources à l'intérieur des zones gazéifères est fonction de la somme totale des ressources découvertes. Ces estimations indiquent qu'environ 19 pour cent des ressources totales disponibles dans cette succession n'ont pas encore découvertes.

## **CONCLUSIONS**

1. L'analyse géologique et l'évaluation statistique des ressources gazières de la succession du Crétacé sommital-Tertiaire postérieure au Groupe de Colorado dans la partie des Plaines intérieures du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada indiquent que plus de 90 pour cent, voire jusqu'à 64 pour cent, des ressources totales en gaz de cette succession n'ont pas encore découvertes. Le potentiel prévu de tous les types de zones gazéifères analysés s'élève à  $130\,448 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $4,6 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ), un volume réparti dans quelque 7 000 gisements.
2. Du potentiel non découvert, près de 99 pour cent serait contenu dans des zones bien explorées et prouvées. Selon les prévisions, à peine un pour cent du potentiel gazier total se trouverait dans des zones sommairement explorées et possibles.
3. Les zones bien explorées et prouvées les plus intéressantes (présentant les potentiels les plus élevés) sont : (i) Formation de Dinosaur Park, faciès de remplissage de vallée (p. ex. champ de Carbon, gisement de Belly River C), potentiel prévu s'élevant à  $25\,283 \times 10^6 \text{ m}^3$ ; (ii) Formation de Foremost, cycle 4, faciès littoraux (p. ex. champ de Bashaw, gisement de Belly River n° 3), potentiel prévu s'élevant à  $17\,733 \times 10^6 \text{ m}^3$ ; (iii) Formation de Foremost, faciès fluviatiles (p. ex. champ de Bashaw, gisement de Belly River C), potentiel prévu s'élevant à  $18\,547 \times 10^6 \text{ m}^3$ ; (iv) Formation d'Oldman, faciès fluviatiles (p. ex. champ de Nevis, gisement de Belly River C n° 1), potentiel prévu s'élevant à  $15\,691 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Ces quatre zones gazéifères constituent quelque 59 pour cent ( $77\,254 \times 10^6 \text{ m}^3$  ou  $2,7 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ ) du total des ressources non découvertes.

## **REMERCIEMENTS**

La présente évaluation n'aurait pu être réalisée sans le précieux travail de Byron Abrahamson qui a aidé à élucider la définition géologique des zones du «Belly River basal», à cartographier leur distribution et à attribuer les gisements à ces zones gazéifères. Peter Hannigan et Ping Tzeng ont participé à l'évaluation quantitative. Peter Gubitza a dessiné un grand nombre de figures. Wendy Warters et Dave Gibson ont revu avec soin le manuscrit qui a été grandement amélioré. Glen Stockmal et Kirk Osadetz ont ajouté leurs commentaires sur des parties du texte.

## RÉFÉRENCES

### Alberta Energy Resources Conservation Board

1991 : Alberta's reserves of crude oil, oil sands, gas, natural gas liquids and sulphur, at December 31, 1990. Energy Resources Conservation Board, Province of Alberta, Calgary, Alberta. (plus related digital tapes).

### Allan, J.A. and Sanderson, J.O.G.

1945 : Geology of Red Deer and Rosebud sheets, Alberta. Research Council of Alberta, Report 13, 109 p.

### Bird, T.D., Barclay, J.E., Campbell, R.I., Lee, P.J., Waghmare, R.R., Dallaire, S.M., and Conn, R.F.

1994 : Triassic gas resources of the western Canada sedimentary basin, interior plains. Geological Survey of Canada, bulletin 483, 96 p.

### Braman, D.R.

1990 : Overview of Late Cretaceous and Tertiary stratigraphy, western Cypress Hills area. *In* Field Guide to Uppermost Cretaceous Strata in Southern Saskatchewan and Alberta, D.R. Braman and A.R. Sweet (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Annual Convention Fieldtrip Guide, p. 41-43.

### Braman, D.R. and Sweet, A.R.

1990 : Overview of Campanian to Paleocene stratigraphy, southern Alberta Foothills. *In* Field Guide to Uppermost Cretaceous Strata in Southern Saskatchewan and Alberta, D.R. Braman and A.R. Sweet (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Annual Convention Fieldtrip Guide, p. 66-70.

### Caldwell, W.G.E.

1968 : The Late Cretaceous Bearpaw Formation in the South Saskatchewan River valley. Saskatchewan Research Council, Geology Division, Report 8, 86 p.

1983 : The Cretaceous System in the Williston Basin, a modern appraisal. *In* Fourth International Williston Basin Symposium, J.E. Christopher and J. Kaldi (eds.). Saskatchewan Geological Survey, Special Publication 6, p. 295-312.

### Chamberlain, V.E., Lambert, R.St.J., and McKerrow, W.S.

1989 : Mesozoic sedimentation rates in the Western Canada Basin as indicators of the time and place of tectonic activity. *Basin Research*, v. 2, p. 189-202.

### Cheel, R.J. and Leckie, D.A.

1990 : An ancient tidal inlet complex in the Cretaceous epeiric sea of Western Canada: Virgelle Member, Milk River Formation, Southern Alberta. *Sedimentology*, v. 37, p. 67-81.

### Creaney, S., Allan, J., Cole, K.S., Fowler, M.G., Brooks, P.W., Osadetz, K.G., Macqueen, R.W., Snowdon, L.R., and Riediger, C.L.

1994 : Petroleum generation and migration in the Western Canada Sedimentary Basin. *In* Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin, G.D. Mossop and I. Shetsen (comps.), Calgary. Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council, p. 455-468.

### Davis, T.B.

1984 : Subsurface pressure profiles in gas saturated basins. *In* Elmworth, Case Study of a Deep Basin Gas Field, J.A. Masters (ed.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir 38, p. 189-203.

### Dawson, F.M.

1990 : Subsurface correlation of the uppermost Cretaceous-Tertiary strata of the Western Canada Sedimentary Basin. *In* Field Guide to Uppermost Cretaceous Strata in Southern Saskatchewan and Alberta, D.R. Braman and A.R. Sweet (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Annual Convention Fieldtrip Guide, p. 6-14.

### Dawson, F.M., Evans, C., March, R., and Power, B.

1990 : Uppermost Cretaceous-Tertiary strata of the Western Canada Sedimentary Basin (abs.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Annual Convention, Program with Abstracts, p. 42.

### Dawson, F.M., Evans, C.G., March, R., and Richardson, R.

1994 : Uppermost Cretaceous and Tertiary strata of the Western Canada Sedimentary Basin. *In* Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin. G.D. Mossop and I. Shetsen (comps.), Calgary. Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council, p. 387-406.

### Demchuk, T.D. and Hills, L.V.

1991 : A re-examination of the Paskapoo Formation in the central Alberta Plains: the designation of three new members. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 39, p. 270-282.

### Dixon, J., Morrell, G.R., Dietrich, J.R., Procter, R.M., and Taylor, G.C.

1988 : Petroleum resources of the Mackenzie Delta-Beaufort Sea. Geological Survey of Canada, Open File 1926, 74 p.

### Douglas, R.J.W.

1950 : Callum Creek, Langford Creek and Gap map areas, Alberta. Geological Survey of Canada, Memoir 255, 124 p. (reprinted as Memoir 402).

### Dowling, D.B.

1917 : The southern plains of Alberta. Geological Survey of Canada, Memoir 93, 200 p.

### Eberth, D.A.

1990 : Stratigraphy and sedimentology of vertebrate microfossil sites in the uppermost Judith River Formation (Campanian), Dinosaur Provincial Park, Alberta, Canada. *Paleogeography, Palaeoclimatology, Paleoecology*, v. 78, p. 1-36.

### Eberth, D.A. and Hamblin, A.P.

1993 : Tectonic, stratigraphic and sedimentologic significance of a regional discontinuity in the upper Judith River Formation (Belly River wedge) of southern Alberta, Saskatchewan and northern Montana. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 39, p. 174-200.

### Eisbacher, G.H., Carrigy, M.A., and Campbell, R.B.

1974 : Paleodrainage pattern and late-orogenic basins of the Canadian Cordillera. *In* Tectonics and Sedimentation, W.R. Dickinson (ed.). Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication 22, p. 143-166.

**Elliot, R.H.R.**

1960 : Subsurface correlation of the Edmonton Formation. *Journal of the Alberta Society of Petroleum Geologists*, v. 8, p. 324-338.

**Embry, A.F.**

1990 : A tectonic origin for third-order depositional sequences in extensional basins — implications for basin modelling. *In* *Quantitative Dynamic Stratigraphy*, T.A. Cross (ed.). Prentice Hall, p. 491-501.

**Energy, Mines and Resources Canada**

1977 : Oil and natural gas resources of Canada, 1976. Report EP77-1, 76 p.

**Furnival, G.M.**

1950 : Cypress Lake map area, Saskatchewan. Geological Survey of Canada, Memoir 242, 161 p.

**Gardiner, S., Thomas, D.V., Bowering, E.D., and McMinna, L.S.**

1990 : A braided fluvial reservoir, Peco Field, Alberta, Canada. *In* *Sandstone Petroleum Reservoirs*, J.H. Barwiss, J.G. McPherson, and J.R.J. Studlick (eds.). Springer-Verlag, New York, p. 31-56.

**Gibson, D.W.**

1977 : Upper Cretaceous and Tertiary coal-bearing strata in the Drumheller-Ardley region, Red Deer Valley, Alberta. Geological Survey of Canada, Paper 76-35, 41 p.

**Glass, D.J. (ed.)**

1990 : *Lexicon of Canadian Stratigraphy*, Volume 4, Western Canada. Canadian Society of Petroleum Geologists, 772 p.

**Gleddie, J.**

1949 : Upper Cretaceous in western Peace River plains, Alberta. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, v. 33, p. 511-532.

**Hamblin, A.P.**

1993 : Subsurface tops and thickness data for "Basal Belly River" progradational cycles, Judith River Group, southern Alberta. Geological Survey of Canada, Open File 2752, 40 p.

1994a : The Comrey Sandstone (Oldman Formation) of the Upper Cretaceous Judith River Group (Belly River wedge), subsurface of southern Alberta. Geological Survey of Canada, Open File 2796, 17 p.

1994b : Subsurface tops and thickness data for Comrey Sandstone (Oldman Formation), Judith River (Belly River) Group, southern Alberta. Geological Survey of Canada, Open File 2809, 36 p.

1994c : The Dinosaur Park Formation of the Upper Cretaceous Judith River (Belly River) Group, subsurface of southern Alberta. Geological Survey of Canada, Open File 2831, 17 p.

1994d : Subsurface tops and thickness data for Dinosaur Park Formation, Judith River (Belly River) Group, southern Alberta. Geological Survey of Canada, Open File 2833, 27 p.

1995 : Stratigraphic architecture of the Campanian Belly River (Judith River) Group, southern Alberta plains, surface and subsurface. Geological Survey of Canada, Open File 3058, p. 33-38.

**Hamblin, A.P. and Abrahamson, B.**

1993 : Offlapping progradational cycles and gas pool distribution in the Upper Cretaceous "Basal Belly River" sandstones, Judith River Group, southern and central Alberta. Geological Survey of Canada, Open File 2672, 19 p.

**Hamblin, A.P. and Lee, P.J.**

1995 : Assessment of Upper Cretaceous-Tertiary gas resources, post-Colorado strata, WCSB. Geological Survey of Canada, Open File 3058, p. 335-336.

**Hankel, R.C., Davies, G.R., and Krouse, H.R.**

1989 : Eastern Medicine Hat gas field: a shallow, Upper Cretaceous, bacteriogenic gas reservoir of southeastern Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 37, p. 98-112.

**Hartling, A. and Wasser, G.**

1989 : A geological model for the Foremost unit, Judith River Formation, at Ferrybank, central Alberta. *In* *Geology and Reservoir Heterogeneity*. Canadian Society of Petroleum Geologists, 1989 Core Conference, p. 13-1 to 13-36.

**Havard, C.J.**

1971 : Lithostratigraphic studies of Upper Cretaceous formations encountered in C.P.O.G. Strathmore EV7-12-25-25. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 19, p. 680-690.

**Irish, E.J.W.**

1970 : The Edmonton Group of south-central Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 18, p. 125-155.

**Iwuagwu, C.J. and Lerbekmo, J.F.**

1981 : The role of authigenic clays in some reservoir characteristics of the basal Belly River sandstone, Pembina Field, Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 29, p. 479-491.

1982 : The petrology of the Basal Belly River sandstone reservoir, Pembina Field, Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 30, p. 187-207.

1984 : Application of outcrop information to subsurface exploration for sandstone reservoirs; Basal Belly River Formation (Upper Cretaceous), Alberta Foothills. *In* *The Mesozoic of Middle North America*, D.F. Stott and D.G. Glass (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 9, p. 387-400.

**Jerzykiewicz, T.**

1985 : Stratigraphy of the Saunders Group in the central Alberta Foothills — a progress report. Geological Survey of Canada, Paper 85-1B, p. 247-258.

**Jerzykiewicz, T. and Labonte, M.**

1991 : Representation and statistical analysis of directional sedimentary structures in the uppermost Cretaceous-Paleocene of the Alberta Foreland Basin. Geological Survey of Canada, Paper 91-1B, p. 47-49.

- Jerzykiewicz, T. and McLean, J.R.**  
1980 : Lithostratigraphic and sedimentological framework of coal-bearing Upper Cretaceous–Lower Tertiary strata, Coal Valley area, central Alberta Foothills. Geological Survey of Canada, Paper 79-12, 47 p.
- Jerzykiewicz, T. and Norris, D.K.**  
1994 : Stratigraphy, structure and synsedimentary tectonics of the Campanian “Belly River” clastic wedge in the southern Canadian Cordillera. *Cretaceous Research*, v. 15, p. 367–400.
- Jerzykiewicz, T. and Sweet, A.R.**  
1988 : Sedimentology and palynological evidence of regional climatic changes in the Campanian to Paleocene sediments of the Rocky Mountain Foothills, Canada. *Sedimentary Geology*, v. 59, p. 29–76.
- Leckie, D.A.**  
1989 : Upper Zuni Sequence: Upper Cretaceous to Lower Tertiary. *In* Western Canada Sedimentary Basin, A Case History, B.D. Ricketts (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 269–284.
- Leckie, D.A. and Smith, D.G.**  
1993 : Regional setting, evolution, and depositional cycles of the Western Canada Foreland Basin. *In* Foreland Basins and Fold Belts, R.W. Macqueen and D.A. Leckie (eds.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir 55, p. 9–46.
- Lee, P.J.**  
1993 : Two decades of Geological Survey of Canada petroleum resource assessments. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 30, p. 321–332.
- Lee, P.J. and Tzeng, H.P.**  
1989 : The Petroleum Exploration and Resource Evaluation System (PETRIMES): Working reference guide. Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, Calgary, Alberta, 258 p.
- Lee, P.J. and Wang, P.C.C.**  
1983a : Probabilistic formulation of a method for the evaluation of petroleum resources. *Mathematical Geology*, v. 15, p. 163–181.  
1983b : Conditional analysis for petroleum resource evaluations. *Mathematical Geology*, v. 15, p. 353–365.  
1984 : PRIMES: A petroleum resources information management and evaluation system. *Oil & Gas Journal*, October 1, p. 204–206.  
1985 : Prediction of oil or gas pool sizes when discovery record is available. *Mathematical Geology*, v. 17, p. 95–113.  
1986 : Evaluation of petroleum resources from pool size distribution. *In* Oil and Gas Assessment Methods and Applications, D.D. Rice (ed.). Studies in Geology, American Association of Petroleum Geologists, Publication no. 21, p. 33–42.
- 1990 : An introduction to petroleum resource evaluation methods. Canadian Society of Petroleum Geologists, Short Course Notes, Canadian Society of Petroleum Geologists, Convention on Basin Perspectives, May 1990, Calgary, Alberta, Canada, 108 p.
- Lerand, M.M.**  
1983 : Sedimentology of the Chungo (sandstone) Member, Wapiabi Formation at Mt. Yamnuska. *In* Sedimentology of Jurassic and Upper Cretaceous marine and nonmarine sandstones, Bow Valley, M.M. Lerand, M.E. Wright and A.P. Hamblin (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Guidebook to Fieldtrip 7, p. 39–76.
- Lerbekmo, J.F.**  
1987 : Magnetostratigraphic restrictions on the age of the Frenchman Formation and the magnitude of the sub-Frenchman disconformity in southwest Saskatchewan. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 35, p. 454–459.
- Lerbekmo, J.F., Demchuk, T.D., Evans, M.E., and Hoye, G.S.**  
1992 : Magnetostratigraphy and biostratigraphy of the continental Paleocene of the Red Deer valley, Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 40, p. 24–35.
- Lerbekmo, J.R., Evans, M.E., and Hoye, G.S.**  
1990 : Magnetostratigraphic evidence bearing on the magnitude of the sub-Paskapoo disconformity in the Scollard Canyon–Ardley area of the Red Deer valley, Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 38, p. 197–202.
- Lorenz, J.C.**  
1982 : Lithospheric flexure and the history of the Sweetgrass Arch, northwestern Montana. *In* Geological Studies of the Cordilleran Thrust Belt, R.B. Powers (ed.). Rocky Mountain Association of Geologists, 1982 Symposium, p. 77–89.
- Mack, G.H. and Jerzykiewicz, T.**  
1989 : Provenance of post-Wapiabi sandstones and its implications of Campanian to Paleocene tectonic history of the southern Canadian Cordillera. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 26, p. 665–676.
- Masters, C.D.**  
1984 : Petroleum Resource Assessment. C.D. Masters (ed.). International Union of Geological Sciences, Publication no. 17, 157 p.
- Masters, J.A.**  
1982 : Deep basin gas trap, Western Canada. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, v. 63, p. 152–181.
- McCabe, P.J., Strobl, R.S., Macdonald, D.E., Nurkowski, J.R., and Bosman, A.**  
1989 : An evaluation of the coal resources of the Horseshoe Canyon Formation and laterally equivalent strata, to a depth of 400 m in the Alberta Plains area. Alberta Research Council, Open File Report 1989-07, 75 p.

- McCrary, V.L.C. and Walker, R.G.**  
1986 : A storm- and tidally-influenced prograding shoreline — Upper Cretaceous Milk River Formation of southern Alberta, Canada. *Sedimentology*, v. 33, p. 47-60.
- McLean, J.R.**  
1971 : Stratigraphy of the Upper Cretaceous Judith River Formation in the Canadian Great Plains. Saskatchewan Research Council, Geology Division, Report no. 11, 96 p.
- Meijer Dress, N.C. and Myhr, D.W.**  
1981 : The Upper Cretaceous Milk River and Lea Park formations in southeastern Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 29, p. 42-74.
- Meyboom, P.**  
1960 : Geology and groundwater resources of the Milk River sandstone in southern Alberta. Research Council of Alberta, Memoir 2, 89 p.
- Meyer, R. and Krause, F.F.**  
1995 : Writing-On-Stone Provincial Park in cores: the Virgelle Member, Milk River Formation, southern Alberta, Canada. *In Canadian Society of Petroleum Geologists and Canadian Well Logging Society*, B. Cheadle, S. Leggitt, H. Raddysh, K. White, and C. Yeo (comp.). 1995 Core Session.
- Miall, A.D.**  
1991 : Stratigraphic sequences and their chronostratigraphic correlation. *Journal of Sedimentary Petrology* v. 61, p. 497-505.
- Monger, J.W.H.**  
1989 : Overview of Cordilleran Geology. *In Western Canada Sedimentary Basin*, B.D. Ricketts (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Special Paper 30, p. 9-32.
- Nadon, G.**  
1988 : Tectonic controls on sedimentation within a foreland basin: the Bearpaw, Blood Reserve and St. Mary River formations, southwestern Alberta. Canadian Society of Petroleum Geologists, Fieldtrip Guidebook, 85 p.
- Nurkowski, J.R. and Rahmani, R.A.**  
1984 : Cretaceous fluvio-lacustrine coal-bearing sequence, Red Deer area, Alberta, Canada. *In Sedimentology of coal and coal-bearing sequences*, R.A. Rahmani and R.M. Flores (eds.). International Association of Sedimentologists, Special Publication 7, p. 163-176.
- Ogunyomi, O. and Hills, L.V.**  
1977 : Depositional environments, Foremost Formation (Late Cretaceous), Milk River area, southern Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 25, p. 929-968.
- Osadetz, K.G., Hannigan, P., and Lee, P.J.**  
in prep. : Gas resources of the Canadian Cordillera. Geological Survey of Canada, Bulletin.
- Ower, J.R.**  
1960 : The Edmonton Formation. *Journal of the Alberta Society of Petroleum Geologists*, v. 8, p. 309-323.
- Podruski, J.A., Barclay, J.E., Hamblin, A.P., Lee, P.J., Osadetz, K.G., Procter, R.M., and Taylor, G.C.**  
1988 : Conventional oil resources of western Canada (light and medium), Part I: Resource endowment. Geological Survey of Canada, Paper 87-26, p. 1-125.
- Porter, J.W., Price, R.A., and McCrossan, R.G.**  
1982 : The Western Canada Sedimentary Basin. *In The Evolution of Sedimentary Basins*, P. Kent, M.H.P. Bott, D.P. Mackenzie, and C.A. Williams (eds.). Philosophical Transactions of the Royal Society of London, A305, no. 1489, p. 169-193.
- Power, B.A.**  
1989 : Allostratigraphy and sedimentology of the basal sediments of the Belly River Group in west-central Alberta. McMaster University, Department of Geology, Technical Memorandum 89-1, 66 p.
- 1993 : Sedimentology and allostratigraphy of the Upper Cretaceous (Campanian) Lea Park-Belly River transition in central Alberta. Unpublished Ph.D. thesis, McMaster University, Hamilton, Ontario, 411 p.
- Power, B.A. and Walker, R.G.**  
in press : Allostratigraphy of the Upper Cretaceous Lea Park-Belly River transition in central Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*.
- Price, R.A.**  
1994 : Cordilleran tectonics and the evolution of the Western Canada Sedimentary Basin. *In Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*, G.D. Mossop and I. Shetsen (comps.), Calgary. Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council, p. 13-24.
- Putn'am, P.E.**  
1993 : A multidisciplinary analysis of Belly River-Brazeau (Campanian) fluvial channel reservoirs in west-central Alberta, Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 41, p. 186-217.
- Rahmani, R.A.**  
1983 : Facies relationships and paleoenvironments of a Late Cretaceous tide-dominated delta, Drumheller, Alberta. Canadian Society of Petroleum Geologists, Field Trip Guidebook 2, 36 p.
- Rahmani, R.A. and Lerbekmo, J.F.**  
1975 : Heavy mineral analysis of Upper Cretaceous and Paleocene sandstones in Alberta and adjacent areas of Saskatchewan. *In The Cretaceous System in the Western Interior of North America*, W.G.E. Caldwell (ed.). Geological Association of Canada, Special Paper 13, p. 607-632.
- Rahmani, R.A. and Schmidt, V.**  
1975 : Oldman River Section. *In Guidebook to Selected Sedimentary Environments in Southwestern Alberta, Canada*, M.S. Shawa (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 1-9.

- Reinson, G.E., Lee, P.J., Barclay, J.E., Bird, T.D., and Osadetz, K.G.**  
1993 : Western Canada basin conventional gas resource estimated at 232 TCF. *Oil & Gas Journal*, October 25, 1993, p. 92-95.
- Reinson, G.E., Lee, P.J., Warters, W., Osadetz, K.G., Bell, L.L., Price, P.R., Trollope, F., Campbell, R.I., and Barclay, J.E.**  
1993 : Devonian gas resources of the Western Canada Sedimentary Basin. Part I: Geological play analysis and resource assessment. Geological Survey of Canada, Bulletin 452, p. 1-128.
- Rice, D.D.**  
1986 : Oil and gas assessment — Methods and applications. *Studies in Geology*, no. 21, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, 267 p.
- Richardson, R.J.H., Strobl, R.S., Macdonald, D.E., Murkowski, J.R., McCabe, P.J., and Bosman, A.**  
1988 : An evaluation of the coal resources of the Ardley Coal Zone, to a depth of 400 m in the Alberta; Plains area. Alberta Geological Survey, Open File Report 1988-02.
- Rice, D.D. and Schurr, G.W.**  
1978 : Potential for major natural gas resources in shallow low-permeability reservoirs of the northern Great Plains. *In* The Economic Geology of the Williston Basin, Montana Geological Society, 24th Annual Conference, p. 265-281.
- Ritchie, W.D.**  
1960 : The Kneehills Tuff. *Journal of Alberta Society of Petroleum Geologists*, v. 8, p. 339-341.
- Rosenthal, L.R.P.**  
1984 : The stratigraphy, sedimentology and petrography of the Upper Cretaceous Wapiabi and Belly River formations in southwestern Alberta. Unpublished M.Sc. thesis, McMaster University, Hamilton, Ontario.
- Russell, L.S. and Landes, R.W.**  
1940 : Geology of the southern Alberta plains. Geological Survey of Canada, Memoir 221, 223 p.
- Saskatchewan Energy and Mines**  
1991 : Reservoir Annual. Saskatchewan Energy and Mines, Miscellaneous Report 90-1.
- Shaw, E.W. and Harding, S.R.L.**  
1949 : Lea Park and Belly River formations of east-central Alberta. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, v. 33, p. 487-499.
- Shawa, M.S. and Lee, P.J.**  
1975 : Depositional environment of the Belly River section. *In* Guidebook to Selected Sedimentary Environments in Southwestern Alberta, M.S. Shawa (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 34-40.
- Shepherd, W.W.**  
1978 : Drumheller (Upper Cretaceous). *In* Field Guide to Rock Formations of Southern Alberta, N.C. Ollerenshaw and L.V. Hills (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 94-99.
- Shepherd, W.W. and Hills, L.V.**  
1970 : Depositional environments, Bearpaw-Horseshoe Canyon (Upper Cretaceous) transition zone, Drumheller "Badlands", Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 18, p. 166-215.
- Shouldice, J.R.**  
1979 : Nature and potential of Belly River gas sand traps and reservoirs in western Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 27, p. 229-241.
- Sinclair, I.K., McAlpine, K.D., Sherwin, D.F., and McMillan, N.J.**  
1992 : Petroleum resources of the Jeanne D'Arc Basin and environs, Part I: Geological framework. Geological Survey of Canada, Paper 92-8, p. 1-48.
- Slipper, S.E. and Hunter, H.M.**  
1931 : Stratigraphy of Foremost, Pakowki and Milk River formations of southern plains of Alberta. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 15, p. 1181-1196.
- Sloss, L.L.**  
1963 : Sequences in the cratonic interior of North America. *Geological Society of America, Bulletin*, v. 74, p. 93-113.
- Smith, G.G., Cameron, A.R., and Bustin, R.M.**  
1994 : Coal resources of the Western Canada Sedimentary Basin. *In* Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin, G.D. Mossop and I. Shetsen (comps.), Calgary. Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council, p. 471-482.
- Stelck, C.R., Wall, J.H., and Sutherland, G.**  
1976 : Mesozoic stratigraphy in central Alberta Foothills and near Drumheller. Geological Association of Canada, Field Trip Guidebook A-5, 67 p.
- Sternbreg, C.M.**  
1947 : The upper part of the Edmonton Formation of Red Deer Valley, Alberta. Geological Survey of Canada, Paper 47-1, 11 p.
- Stockmal, G.S. and Beaumont, C.**  
1987 : Geodynamic models of convergent margin tectonics: the southern Canadian Cordillera and the Swiss Alps. *In* Sedimentary basins and basin-forming mechanism, C. Beaumont and A.J. Tankard (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 12, p. 343-411.
- Stockmal, G.S., Cant, D.J., and Bell, J.S.**  
1993 : Relationship of the stratigraphy of the western Canada foreland basin to Cordilleran tectonics: insights from geodynamic models. *In* Foreland Basins and Fold Belts, R.W. Macqueen and D.A. Leckie (eds.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir 55, p. 107-124.
- Storey, S.R.**  
1979 : Depositional environments and clay-carbonate diagenesis: Basal Belly River "U" pool, Pembina (Abs.). Core Conference, A.F. Embry (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 59.

**Stott, D.F.**

- 1961 : Summary account of the Cretaceous Alberta Group, Rocky Mountain Foothills, Alberta. Geological Survey of Canada, Paper 61-2, 34 p.
- 1963 : The Cretaceous Alberta Group and equivalent rocks, Rocky Mountain Foothills, Alberta. Geological Survey of Canada, Memoir 317, 306 p.
- 1967 : The Cretaceous Smoky Group, Rocky Mountain Foothills, Alberta and British Columbia. Geological Survey of Canada, Bulletin 132, 133 p.
- 1984 : Cretaceous sequences of the Foothills of the Canadian Rocky Mountains. *In* The Mesozoic of Middle North America, D.F. Stott and D.J. Glass (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 9, p. 85-107.

**Sweet, A.R.**

- 1990 : The Cretaceous-Tertiary boundary and contiguous strata in southwestern Saskatchewan and Alberta. *In* Field Guide to Uppermost Cretaceous Strata in Southern Saskatchewan and Alberta, D.R. Braman and A.R. Sweet (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Annual Convention Fieldtrip Guidebook, p. 32-40.

**Sweet, A.R. and Braman, D.R.**

- 1990 : Age and stratigraphic significance of the Wapiabi-Brazeau transition, south-central Alberta Foothills and Plains. *In* Field Guide to Uppermost Cretaceous-Tertiary strata in Southern Saskatchewan and Alberta, D.R. Braman and A.R. Sweet (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Annual Convention Fieldtrip Guidebook, 92 p.

**Taylor, R.S., Mathews, W.H., and Kupsch, W.O.**

- 1964 : Tertiary. *In* Geological History of Western Canada, R.G. McCrossan and R.P. Glaister (eds.). Alberta Society of Petroleum Geologists, p. 190-194.

**Troke, C.G., Hills, L.V., and Naylor, B.G.**

- 1992 : Sedimentology, stratigraphy and palynology of the Comrey sandstone, Oldman Formation (Campanian), Milk River canyon, southeastern Alberta (Abst.). Geological Association of Canada, Program with Abstracts, p. A111.

**Wade, J.A., Campbell, G.R., Procter, R.M., and Taylor, G.C.**

- 1989 : Petroleum resources of the Scotian Shelf. Geological Survey of Canada, Paper 88-19, 26 p.

**Wall, J.W., Sweet, A.R., and Hills, L.V.**

- 1971 : Paleogeology of the Bearpaw and contiguous Upper Cretaceous formations in the C.P.O.G. Strathmore well, southern Alberta. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 19, p. 691-702.

**Wall, J.H. and Germundsen, R.K.**

- 1963 : Microfaunas, megafaunas and rock-stratigraphic units in the Alberta Group (Cretaceous) of the Rocky Mountain Foothills. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 11, p. 327-349.

**Warters, W.J., Cant, D.J., Tzeng, H.P., and Lee, P.J.**

- in press : Mannville gas resources of the Western Canada Sedimentary Basin. Geological Survey of Canada, Bulletin 517.

**Wasser, G.G.M.**

- 1988 : A geological evaluation of the Judith River Formation (Belly River Formation) in the Pembina region. *In* Sequences, Stratigraphy, Sedimentology: Surface and Subsurface, D.P. James and D.A. Leckie (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 15, p. 563-570.
- 1995 : Reservoir characterization of shaley sandstones in the Belly River (Judith River) Formation: examples from Wilson Creek and Ghostpine, Alberta. Canadian Society of Petroleum Geologists—Canadian Well-logging Society, 1995 Core Session, B. Cheadle, S. Leggitt, H. Raddysch, K. White, C. Yeo (comps.). Annual Convention.

**Weimer, R.J.**

- 1960 : Upper Cretaceous stratigraphy, Rocky Mountain area. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 44, p. 1-20.

**White, D.A. and Gehman, H.M.**

- 1979 : Methods of estimating oil and gas resources. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 63, p. 2183-2192.

**Williams, G.D. and Burk, C.F.**

- 1964 : Upper Cretaceous. *In* Geological History of Western Canada, R.G. McCrossan and R.P. Glaister (eds.). Alberta Society of Petroleum Geologists, p. 169-189.

**Williams, M.Y. and Dyer, W.S.**

- 1930 : Geology of southern Alberta and southwestern Saskatchewan. Geological Survey of Canada, Memoir 163, 160 p.

**Young, F.G. and Reinson, G.E.**

- 1975 : Sedimentology of Blood Reserve and adjacent formations (Upper Cretaceous), St. Mary River, southern Alberta. *In* Guidebook to Selected Sedimentary Environments in Southwestern Alberta, M.S. Shawa (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 10-20.

